

Relatório anual contendo o Relatório da
Administração e as Demonstrações
Financeiras em 31 de dezembro de 2025 e
2024 com Relatório dos auditores
independentes

Resultados | 4T25 & 2025

Rio de Janeiro, 11 de março de 2026 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) divulga seus resultados referentes ao quarto trimestre e exercício de 2025 (“4T25” e “2025”, respectivamente):

Principais Indicadores

R\$ milhões de reais	4T25	4T24	Δ A/A	3T25	Δ T/T	2025	2024 ¹	Δ A/A
Receita Líquida	2.548	1.950	31%	3.059	-17%	11.623	10.096	15%
EBITDA Ajustado	808	505	60%	1.300	-38%	4.508	3.508	29%
Margem EBITDA Ajustada	31,7%	25,9%	5,8 p.p.	42,5%	-10,8 p.p.	38,8%	34,7%	0,1 p.p.
Produção Média Total ¹ (kboe/dia)	76,7	39,3	95%	91,8	-16%	81,3	55,7	46%
Produção média diária de óleo (kbbbl/dia)	61,1	29,2	2,1x	73,4	-17%	66,2	43,7	51%
Produção média diária de gás (kboe/dia)	15,6	10,2	54%	18,4	-15%	15,1	12,0	27%
Preço médio da venda de óleo ² (US\$/bbl)	55,6	68,9	-19%	61,9	-10%	61,8	76,1	-19%
Preço médio da venda de gás ² (US\$/MMbtu)	6,9	6,9	-	6,4	8%	6,2	7,6	-18%
Lifting Cost (US\$/boe)	17,3	17,5	-2%	15,7	10%	17,5	19,5	-10%

¹corresponde à participação detida pela Companhia em cada ativo do portfólio. ² inclui transações *intercompany*.

DESTAQUES DO 4T25 & 2025 E EVENTOS SUBSEQUENTES: Evolução em todas as frentes do negócio

Destaques operacionais: recordes de produção e eficiência

- Produção média anual recorde de 81,3 mil boe/d em 2025, +46% A/A.
- Recorde de eficiência operacional em Atlanta e Papa-Terra ao longo de 2025.
- *OTC Distinguished Achievement Award for Companies*: a Brava recebeu o maior prêmio da indústria *Offshore* pelo desenvolvimento do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta.

Destaques financeiros: evolução em todas as métricas e estrutura de capital fortalecida

- US\$ 37 milhões de geração de caixa livre no 4T25.
- Queda de 1,2x no índice de alavancagem, atingindo 2,16x no fim de 2025 vs. 3,37x no 1T25, terceira redução trimestral consecutiva.
- Incremento de 15% A/A da Receita Líquida, atingindo R\$ 11,6 bilhões (US\$ 2,1 bilhões) em 2025.
- EBITDA Ajustado de R\$ 4,5 bilhões ou US\$ 806 milhões (+29% A/A) e margem de 38,8% (+4,0 p.p. A/A) em 2025.
- Menor patamar de *Lifting cost*² da Companhia atingindo de US\$ 14,9/boe (-15% A/A) em 2025.
 - ✓ Destaque para o segmento *offshore* com *lifting cost*³ de US\$ 13,4 (-17% A/A) em 2025.

¹ Os resultados proforma são baseados em informações disponíveis e atribuíveis à combinação de negócios e visam ilustrar o impacto desta combinação sobre informações financeiras e operacionais históricas. Não há qualquer asseguração por parte de auditores independentes ou da Companhia de que o resultado da transação teria sido conforme apresentado caso fosse concluída antes da data de incorporação (1º de agosto de 2024), assim como os dados operacionais não fizeram parte do escopo de revisão dos auditores. Os valores, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em bases consolidadas e em Reais (R\$), de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (CPC) e os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS).

² Não considera o custo de afretamento do período de US\$ 2,5/boe (consolidada Brava).

³ Não considera o custo de afretamento no período de US\$ 4,2/boe (*offshore*).

- G&A de US\$ 3,7/boe em 2025, menor patamar histórico para Companhia.

Destaques Estratégicos e Corporativos

- **Evolução da arbitragem do Campo de Papa-Terra:** proferida ordem no âmbito da arbitragem em curso autorizando a Companhia a prosseguir com os atos necessários à conclusão da cessão da participação de 37,5% detida pelo parceiro no Consórcio do Campo de Papa-Terra.
- **Governança:** eleição de novo *Chairman* - Alexandre Cruz, CEO - Richard Kovacs e do CFO / IRO – Luiz Carvalho, garantindo maior alinhamento entre as estratégias da Companhia e seus *stakeholders*.
- **Sustentabilidade:** Publicação do primeiro Relato Integrado da Brava.
- **Mercado de Capitais:** registro na SEC do programa de ADR Nível 1.

Conferência em português	Conferência em inglês
12 de março de 2026 (quinta-feira)	
14:00 (BRT)	13:00 p.m. (US EDT)
Números de Conexão:	Números de Conexão (EUA):
+55 11 4680 6788	+1 309 205 3325
+55 11 4632 2236	+1 312 626 6799
0800 878 3108	833 548 0276
0800 282 5751	833 548 0282
ID do webinar: 850 7268 9026	
Senha: 329493	
	
Acesso à Conferência de Resultados 4T25 & 2025	
Clique aqui	

Mensagem da Administração

O ano de 2025 foi transformacional para a Companhia. Apresentamos forte evolução em todas as métricas do negócio, desde os aspectos operacionais — como segurança e eficiência — até os indicadores financeiros. Reforçamos nossa posição como um dos veículos de investimento mais sólidos no setor de óleo e gás da América Latina e, com essa visão, seguimos implementando iniciativas para fortalecer a cultura organizacional da Companhia e garantir o alinhamento entre operações seguras, estratégia, liderança executiva, acionistas e demais stakeholders.

A Brava renovou seu recorde de produção em 2025, alcançando mais de 81kboed, um crescimento de 46% em relação ao ano anterior, com destaque para os campos de Atlanta e Papa-Terra, que registraram seus melhores resultados anuais em produção, margem e eficiência operacional. A evolução das operações em todo o portfólio culminou em recordes financeiros em 2025: a receita superou US\$ 2 bilhões e o *lifting cost* atingiu seu menor nível histórico.

Esses marcos impulsionaram a expansão das margens e do EBITDA, que alcançou US\$ 806 milhões. Esse desempenho foi fundamental para reduzir o índice de alavancagem para 2,16x, resultado da combinação entre forte geração de caixa livre e redução da dívida líquida. Além disso, conduzimos um amplo processo de *liability management* ao longo do ano, fortalecendo a estrutura de capital e reduzindo o custo médio da dívida da Companhia. A disciplina financeira e a geração consistente de caixa seguem como pilares centrais da nossa estratégia de criação de valor para os acionistas.

Concluímos um ciclo voltado à implementação de projetos relevantes e iniciamos uma nova etapa focada na estabilização da produção e no destravamento de valor, por meio de uma gestão ativa de portfólio e de disciplina na alocação de capital. Essa transição foi acompanhada por ajustes planejados na liderança, refletindo esse novo momento reforçando o foco nas metas de curto e longo prazo.

Para a Brava, todo barril produzido importa. Estamos inseridos em um setor naturalmente cíclico e nossa estratégia busca assegurar que a Companhia opere com rentabilidade mesmo em cenários de preços mais baixos do petróleo, ao mesmo tempo em que esteja preparada para capturar plenamente o potencial de geração de valor em ciclos mais favoráveis da *commodity*.

No âmbito operacional, 2026 já começou com avanços relevantes. O campo de Papa-Terra renovou seu recorde histórico de produção e eficiência em janeiro, enquanto o projeto Atlanta recebeu o maior reconhecimento da indústria na *Offshore Technology Conference* (OTC), evidenciando a capacidade técnica e de execução da nossa equipe em projetos complexos. Trata-se da primeira vez que uma empresa independente brasileira recebe a premiação, reafirmando a excelência técnica do nosso time.

Na agenda ESG, publicamos o primeiro Relato Integrado da Companhia, em conjunto com as Demonstrações Financeiras, ambos assegurados pela empresa responsável pela auditoria independente dos nossos resultados. A Brava passa a ser a única companhia independente do setor no Brasil a divulgar um relatório alinhado aos principais *frameworks* internacionais. Esse marco reforça nosso compromisso com elevados padrões de governança, transparência e responsabilidade socioambiental, elementos essenciais para a construção de valor e confiança ao longo do tempo.

Por fim, a Brava reafirma seu compromisso com uma operação segura, eficiente com disciplina financeira, sustentando suas principais prioridades estratégicas: redução da alavancagem, diminuição do custo da dívida, gestão eficiente do portfólio, disciplina na alocação de capital e geração consistente de valor para acionistas e *stakeholders*, consolidando a cia como uma das principais plataformas independentes de óleo e gás da América Latina e entregando valor sustentável ao longo do tempo.

Administração da Brava Energia

ESG – Ambiental, Social e Governança Corporativa

A Brava encerrou 2025 com aprimoramento contínuo das práticas ESG através da evolução do acompanhamento e mensuração dos indicadores materiais da Companhia. Somos signatários da Rede Brasil do Pacto Global das Nações Unidas, o que reafirma nosso compromisso com princípios relacionados a direitos humanos, trabalho digno, proteção ao meio ambiente e combate à corrupção, em alinhamento à Agenda 2030 e aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Esse posicionamento orienta nossas políticas corporativas e fortalece a conexão entre estratégia, governança, atuação operacional e geração de valor para nosso *stakeholders*.

Em 2026, juntamente com o resultado anual de 2025, publicamos o nosso primeiro Relato Integrado (ano-base 2025), assegurado por auditoria independente, elaborado em conformidade com diretrizes internacionalmente reconhecidas, como *Global Reporting Initiative – GRI* e *Sustainability Accounting Standards Board – SASB*, e alinhado às recomendações da *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures – TCFD*, em conjunto com as Demonstrações Financeiras e a divulgação dos resultados do 4T25. Essa integração reforça a conexão entre desempenho financeiro, gestão de riscos e temas materiais da Companhia.

As informações sobre Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) são apresentadas neste Relato Integrado e derivam do segundo Inventário da Companhia, já submetido à assecuração por terceira parte independente, fortalecendo a transparência e a confiabilidade dos dados reportados. Em 2025, registramos redução da intensidade de emissões em todas as nossas atividades operacionais, refletindo ganhos de eficiência e aprimoramento de controles. Concluímos também o projeto piloto de inspeção de emissões fugitivas de metano por meio da utilização de drones nas operações *onshore*, ampliando a capacidade de identificação e mitigação preventiva.

No 4T25, publicamos nosso primeiro reporte ao *Carbon Disclosure Project – CDP*, abrangendo os temas Clima e Água, obtendo nota C em Clima e nota B em Segurança Hídrica, avanço relevante no alinhamento a padrões internacionais de gestão ambiental.

Ao longo de 2025, realizamos auditorias internas e externas e mantivemos as certificações ISO aplicáveis, reforçando a governança e a conformidade operacional. Avançamos ainda no projeto de diagnóstico e adequação às normas internacionais IFRS S1 e S2, com foco na estruturação de processos, controles e governança de dados relacionados aos temas materiais.

A segurança das operações é um dos valores basilares da Companhia e princípio orientador das decisões operacionais. No 4T25, conduzimos simulado de resposta a emergências no Campo de Atlanta, com participação de analistas do IBAMA, testando a capacidade de mobilização da estrutura organizacional e dos recursos de contingência disponíveis.

No âmbito socioambiental, avançamos na 3ª fase do Plano de Avaliação e Revisão da Mitigação de Impactos Socioambientais (PARMIS), voltado ao aprimoramento dos programas exigidos no licenciamento ambiental de empreendimentos marítimos e à avaliação integrada de impactos cumulativos em regiões com concentração de operações.

Concluímos também o Projeto de Educação Ambiental Caminhos do Mar, com realização de evento em Vitória (ES) voltado ao debate sobre a gestão compartilhada da zona marítima, incluindo a produção de série audiovisual sobre os impactos do tráfego de embarcações de apoio às atividades da cadeia de petróleo e gás no entorno dos Portos de Vitória e do Açu.

Em 2025, nossa atuação também se traduziu em relevante contribuição econômica aos territórios onde operamos. Destinamos R\$ 2,4 bilhões em impostos e royalties, recursos que impulsionam investimentos em infraestrutura, saúde, educação e desenvolvimento regional. Complementarmente, investimos R\$ 10,4 milhões em iniciativas sociais por meio de leis de incentivo e aportes diretos, ampliando o alcance de projetos nas áreas de cultura, esporte, educação e inclusão produtiva.

Ao longo do ano, mantivemos ações em comunidades próximas às operações, incluindo parceria com a ONG Alfa, no Rio de Janeiro, para doação de chuteiras a crianças, além de campanha de arrecadação de brinquedos no Rio Grande do Norte e na Bahia. Por meio de patrocínios via Lei de Incentivo Fiscal, apoiamos o BRAVA Arena Jockey, que arrecadou fundos para projetos sociais e ampliou o acesso à programação cultural. No 4T25, patrocinamos também o KiteFest Brasil (RN), que reuniu mais de cem atletas, contou com cinco mil espectadores e impactou mais de vinte mil pessoas, contribuindo para o fortalecimento do turismo e da economia local.

Atuamos de forma sensível e diligente junto às comunidades no entorno das nossas atividades, reconhecendo que a escuta ativa, o diálogo contínuo e o respeito às particularidades territoriais são elementos essenciais para a manutenção da licença para operar e para a construção de relações duradouras de confiança. Essa postura integra nossa gestão de riscos e reforça o compromisso com uma atuação responsável, transparente e alinhada ao desenvolvimento sustentável das regiões onde estamos presentes.

Desempenho Comercial & Operacional

A Brava apresenta a seguir os destaques operacionais do 4T25 e do ano de 2025, refletindo suas respectivas participações⁴ nos ativos que compõem o portfólio da Companhia.

		1T25	2T25	3T25	4T25	T/T	2024	2025	A/A
Brent Médio ¹	US\$/bbl	75,7	67,9	69,1	63,7	-8%	80,8	69,1	-14%
Preço venda óleo ²	US\$/bbl	67,1	62,7	61,9	55,6	-10%	76,1	61,8	-19%
Preço venda gás ²	US\$/MMBTU	6,1	5,7	6,4	6,9	8%	7,6	6,2	-18%
Dólar médio	-	5,85	5,67	5,45	5,40	-1%	5,39	5,59	4%
Dólar EoP	-	5,74	5,46	5,32	5,50	3%	6,19	5,50	-11%
Upstream									
Produção Total	kboe/d	70,8	85,9	91,8	76,7	-16%	55,7	81,3	46%
Onshore	kboe/d	34,2	34,2	35,0	30,0	-14%	33,7	33,4	-1%
Offshore	kboe/d	36,6	51,7	56,9	46,7	-18%	21,9	47,9	2x
Óleo	kbbl/d	58,5	71,7	73,4	61,1	-17%	43,7	66,2	51%
Gás	kboe/d	12,3	14,2	18,4	15,6	-15%	11,9	15,1	27%
	MMm ³ /d	1.957	2.255	2.926	2.479	-15%	1.900	2.404	27%
Volume venda Óleo ²	MMbbl	5,2	6,3	6,3	5,5	-13%	16,3	23,4	43%
Volume venda Gás ²	MMm ³	133	187	238	174	-27%	505	732	45%
Volume venda Total	MMboe	6,0	7,5	7,8	6,6	-15%	19,5	28,0	44%
Downstream									
Volume de venda	MMboe	3,1	3,2	3,1	3,3	8%	13,2	12,8	-3%

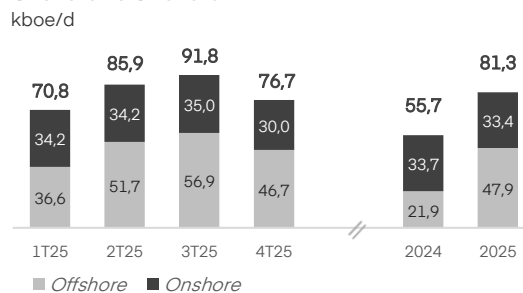
(1) Fonte: Dated Brent (Platts); (2) Inclui as operações intercompany.

Upstream

Encerramos o ano de 2025 com recorde de produção média anual de 81,3 mil boe/d, um aumento de 46% em relação ao ano anterior, com destaque para Papa-Terra e Atlanta, que registraram os seus melhores resultados anuais históricos de produção e eficiência operacional.

No 4T25, a produção média diária atingiu 76,7 mil barris (boe/d), +95,0% A/A e -16,4% T/T. O resultado do trimestre é explicado por (i) manutenção programada em Papa-Terra e Parque das Conchas, (ii) ajustes no sistema de separação do FPSO em Atlanta, (iii) paralisação parcial da produção de Potiguar em atendimento à interrupção temporária das instalações em Potiguar, em função de auditoria realizada pela ANP e (iv) paralisação temporária para a realização de ajustes operacionais em Manati, aliado a menor demanda por gás natural no período.

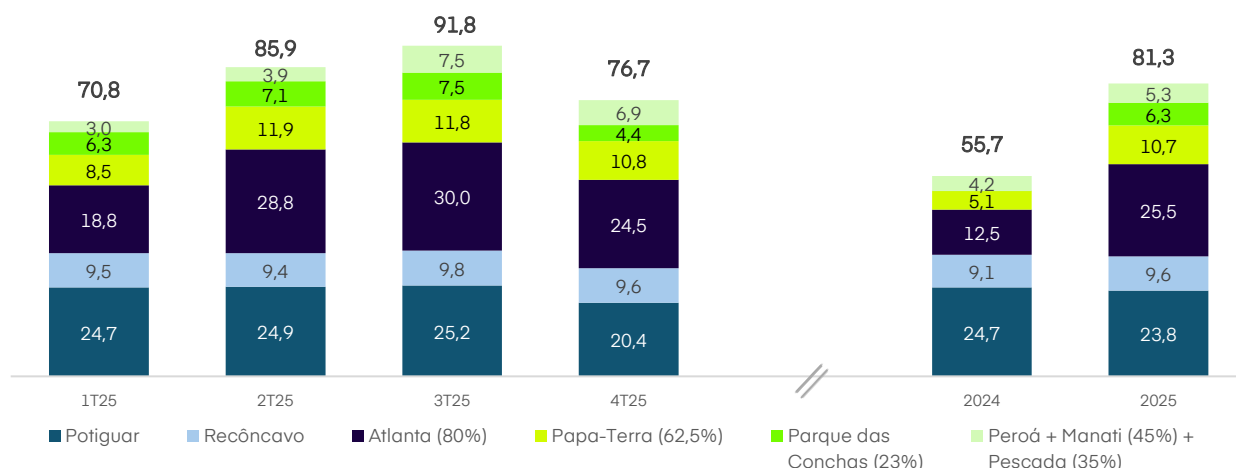
Onshore vs Offshore



⁴ (i) Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta (a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação), 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas, a partir do dia 31 de dezembro de 2024, inclusive. (ii) Até 31 de julho de 2024, é considerado uma visão proforma com o objetivo de comparar com períodos anteriores às incorporações da Enauta e da Maha Energy pela Brava Energia (antiga 3R Petroleum), sendo que esses dados proforma não foram auditados e não há garantia de que os resultados seriam os mesmos caso as operações tivessem sido concluídas antes desta data.

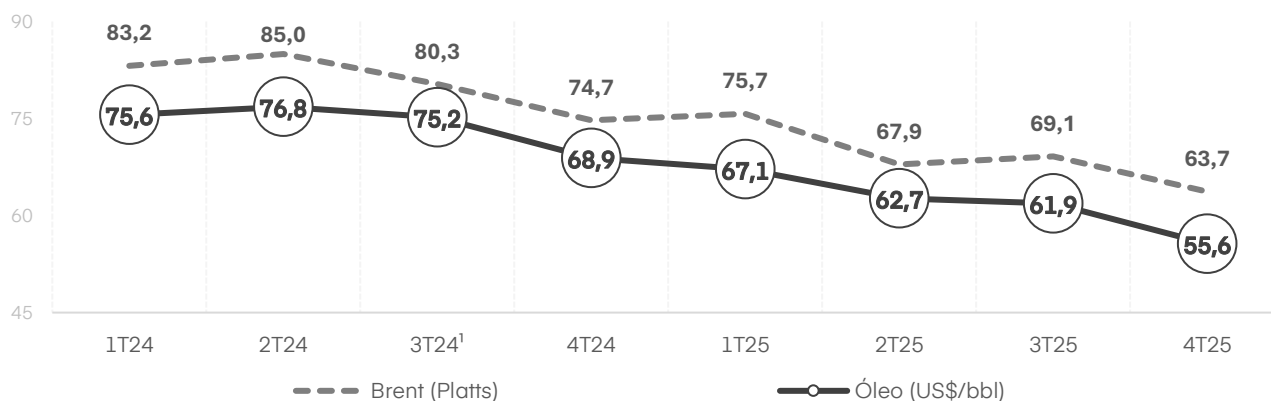
Produção Total por Cluster

Participação Companhia | kboe/d



Em 2025, a Companhia realizou a venda de 23 milhões de barris de óleo (bbl), +43% A/A. No 4T25, a totalizou a venda de 5.522 mil barris de óleo (bbl), -12,9% T/T, a um preço médio de US\$ 55,6/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos.

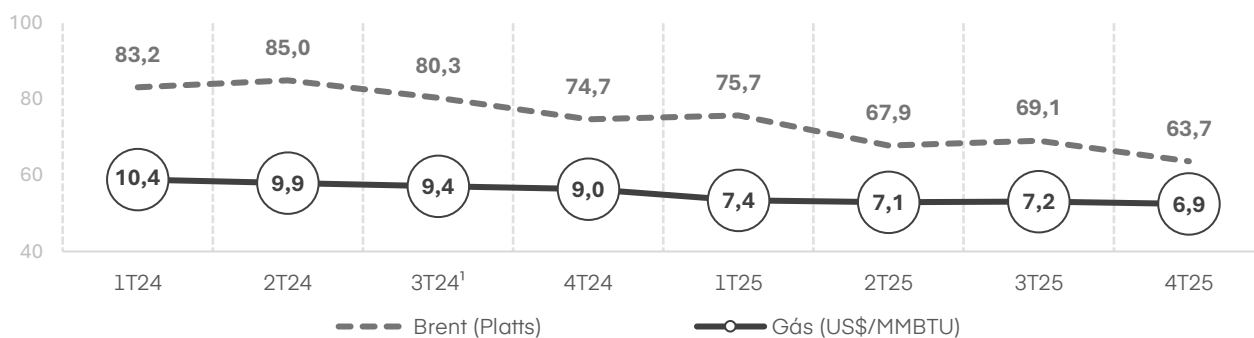
O desempenho comercial no 4T25 é justificado, principalmente, por: (i) não realização de operação *offloading* em Parque das Conchas (BC-10) devido à parada programada, (ii) pela redução do volume de óleo vendido em Potiguar, -13,3% T/T, (iii) maior desconto na venda de óleo de Atlanta, (iv) pela retração do *Brent* no período, -7,8% T/T, parcialmente compensado (ii) pelo maior volume de óleo vendido em Papa-Terra +13,4% T/T.

Preço Médio de Venda do Petróleo¹ (US\$/boe)

¹ Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, sendo 80% a partir de 27 de setembro. No 1T24 e 2T24 apenas os dados de 3R.

A venda de gás natural somou 6,3 milhões de MMBTU, -18% T/T, a um preço médio de US\$ 6,9/MMBTU⁵, equivalente a 10,8% do valor de referência do *Brent*, estável quando comparado ao trimestre anterior. Devido à paralisação parcial da produção em Potiguar para atendimento à auditoria, não ocorreram operações *intercompany* de gás no período.

⁵ Os preços de venda de gás natural registrados em Potiguar e Recôncavo incorporam valores internos de transferência referentes a transações *intercompany*. Os preços de venda de gás natural do Recôncavo e de Peroá incluem valores referentes ao escoamento, processamento e transporte do gás que são integralmente reembolsados pelo cliente.

Preço Médio de Venda do Gás a Terceiros² (US\$/MMBTU)

¹ No comparativo histórico de 1T24 e 2T24 apenas os dados de 3R.

² Não considera a venda de gás *intercompany*.

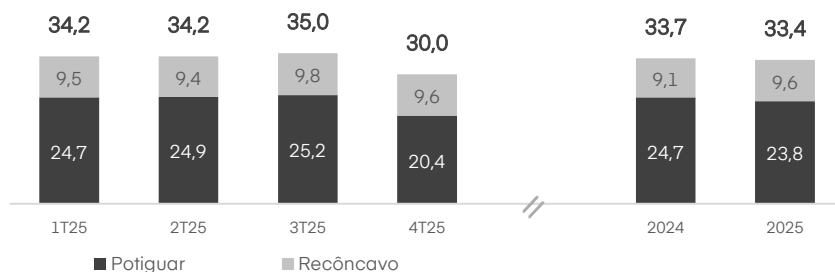
Onshore

Em 2025, confirmamos a resiliência operacional do segmento *onshore*, com produção média estável de 33,4 mil boe/d, mesmo com forte redução de capex quando comparado com 2024, -24,3% A/A.

No 4T25, alcançamos produção média diária de **30,0 mil boe**, -11,9% A/A e -14,0% T/T. O resultado do trimestre reflete o impacto da interdição temporária de instalações na região decorrente da auditoria conduzida pela ANP em Potiguar.

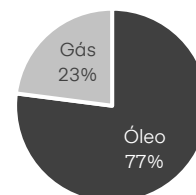
Produção Onshore

Portfólio Companhia | kboe/d



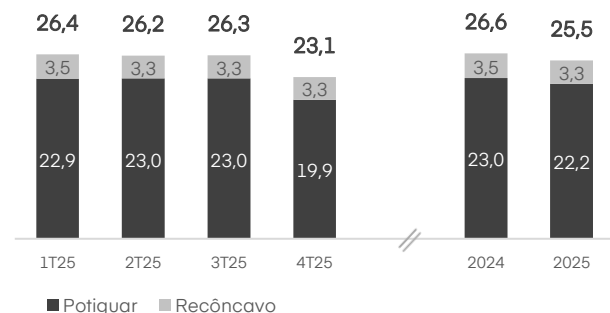
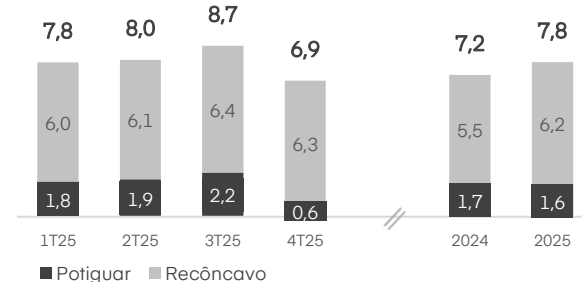
Perfil da Produção Onshore

(4T25- boe/d)



No aspecto comercial, a venda de óleo do *onshore* somou 2.135 mil barris de óleo (bbl) no 4T25, -11,6% T/T, a um preço médio de US\$ 57,1/bbl, e a venda de gás totalizou 2,5 milhões de MMBTU, sendo:

- (i) Potiguar: volume de óleo vendido de 1.830 mil bbl, -13,3% T/T, a um preço médio de US\$ 56,8/bbl.
- (ii) Recôncavo: volume de óleo vendido de 305 mil bbl, +0,7% T/T, a um preço médio de US\$ 58,5/bbl, e venda de gás de 2,5 milhões de MMBTU, a um preço médio US\$ 6,9/MMBTU.

Produção de ÓleoPortfólio *Onshore* Companhia | kbb/d**Produção de Gás**Portfólio *Onshore* Companhia | kboe/d

As atividades em poços realizadas durante o 4T25 foram suportadas por sete sondas. Atividades realizadas no período: 90 *pullings*, 14 *workovers*, 3 reativações, 3 conversões e 90 abandonos. Em uma visão anual, foram realizados 491 *pullings*, 153 *workovers*, 54 perfurações (*drilling*), 39 reativações e 137 abandono, enquanto em 2024, foram 679 *pullings*, 387 *workovers*, 105 reativações e 21 abandonos no período.

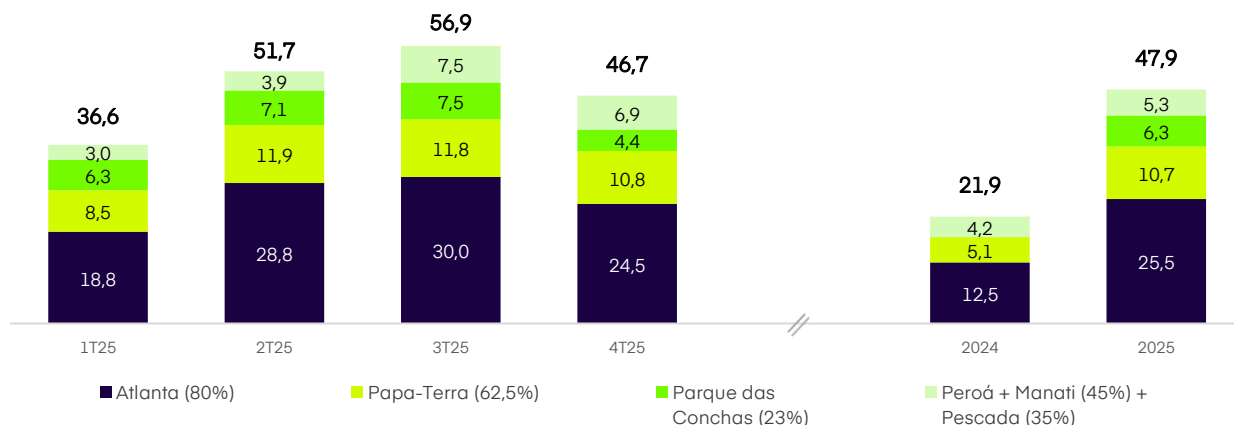
A variação entre 2024 e 2025 decorre principalmente da redução da campanha de *Drilling and Completion* e de *workovers*, com menor volume de atividades em poços ao longo de 2025, resultando em uma forte redução do CAPEX.

Offshore

O ano de 2025 foi marcado pelo ganho de escala e pelo aumento da eficiência operacional dos ativos *Offshore*, com destaque para Atlanta e Papa-Terra, que alcançaram os seus melhores resultados anuais históricos. No 4T25, a performance do segmento foi influenciada por ajustes operacionais e avanços no comissionamento de equipamentos no FPSO Atlanta, manutenção programada em Papa-Terra e Parque das Conchas e redução da produção em Manati devido a menor demanda por gás natural.

Produção Offshore

Participação Companhia | kboe/d



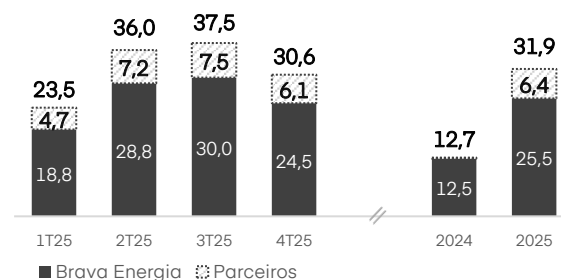
▪ Atlanta⁶ (WI 80%)

O ano de 2025 representou um marco histórico para Atlanta, com robusto incremento de produção e maior eficiência operacional. Entregamos o melhor resultado anual de Atlanta, alcançando 31,9 mil boe/d, para 100% do ativo, +2,0x em relação a 2024.

Na esfera comercial, a venda de óleo em Atlanta somou 2.299 mil barris de óleo (bbl), +2,5% T/T, atingindo um preço médio de US\$ 55,3/bbl. Esse resultado é explicado por (i) redução no preço do *bunker* em Singapura devido a sobreoferta do produto e outros óleos destinados ao *blend*, (ii) elevação do custo do frete marítimo por efeito sazonal e de aumento na demanda; e (iii) a contração do *crack spread* do VLSFO em relação ao Brent, que recuou 52% versus um recuo de 7,8% do próprio Brent no período analisado.

Produção de Atlanta

Participação Companhia | kboe/d



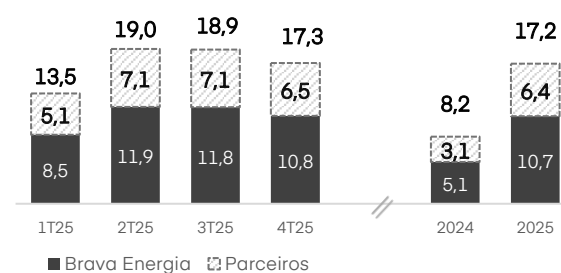
▪ Papa-Terra⁷ (WI 62,5%)

O Ativo apresentou ao longo de 2025 um significativo aumento na eficiência operacional, decorrente de avanços na campanha de recuperação de integridade, registrando o seu melhor resultado anual, com produção de 17,2 mil boe/d para 100% do ativo.

O resultado do 4T25 é reflexo da realização da manutenção programada, alcançando uma média de 17,3 mil boe (100% do ativo), uma redução de -8,7% em relação ao 3T25. A produção foi normalizada ainda em novembro de 2025.

Produção de Papa-Terra

Participação Companhia | kboe/d



No âmbito comercial, considerando a parcela de 62,5% de Papa-Terra, no trimestre a venda de óleo correspondeu a 1.073 mil barris (bbl), +13,4% T/T, com um preço médio de US\$ 53,4/bbl. O desempenho no trimestre é justificado pela queda do preço do Brent, que impactou diretamente as condições comerciais no período.

▪ Parque das Conchas (WI 23%)

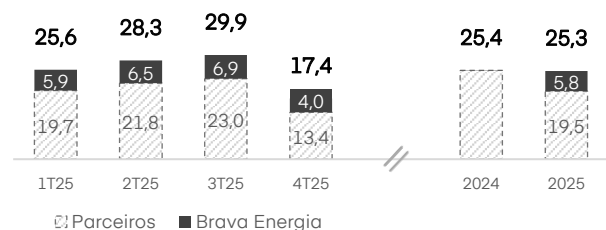
A produção de óleo no trimestre alcançou 17,4 mil bbl/d, -41,7% T/T, e a produção de gás atingiu 1,8 mil boe/d (291 mil m³/d), -35,2% T/T, totalizando 19,2 mil boe/d, -41,2% T/T para 100% do ativo. Esse resultado é reflexo da execução de manutenção programada iniciada na segunda quinzena de novembro e concluída em janeiro de 2026.

⁶ Considera participação de 80% em Atlanta a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive. Até esta data, a Companhia detinha 100% de participação no ativo.

⁷ Com a incorporação da Maha Energy em 31 de julho de 2024, a Companhia passou a deter 62,5% no ativo (anteriormente com 51,13%), sendo os dados operacionais apresentados equivalentes a esta participação em um histórico proforma.

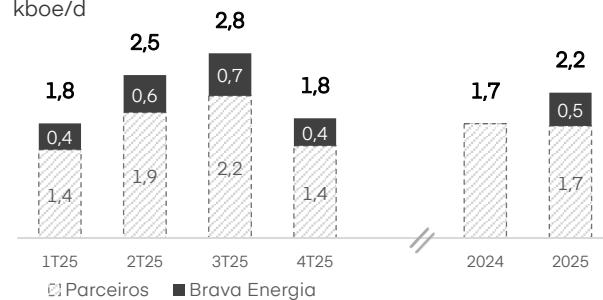
Produção de Óleo | Parque das Conchas

kbbbl/d



Produção de Gás | Parque das Conchas

kboe/d



Parque das Conchas não registrou resultado comercial durante o 4T25, em função da parada programada mencionada anteriormente, que resultou na ausência de *offloading* no período, postergando a comercialização para o primeiro trimestre de 2026.

▪ Peroá | Manati (WI 45%) | Pescada (WI 35%)

No 4T25, a produção combinada dos ativos alcançou 6,9 mil boe/d, aumento de +2,6x (164,7%) A/A e redução de -7,2% T/T, sendo a variação trimestral explicada principalmente pela redução da demanda do mercado de gás natural em Manati.

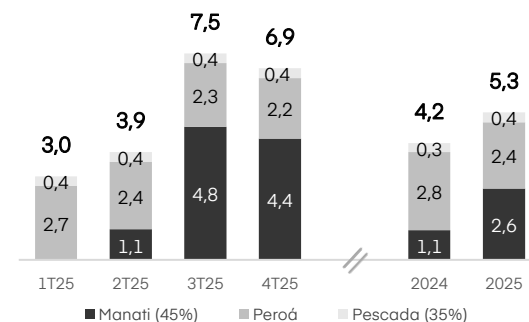
Peroá registrou a venda de 7,2 mil barris (bbl) de óleo a um preço médio de US\$ 73,7/bbl, e 1,5 milhões de MMBTU de gás no 4T25, a um preço médio de US\$ 8,6/MMBTU, equivalente a 13,4% do valor de referência do *Brent*.

Enquanto Manati registrou a venda de gás de 2,2 milhões de MMBTU no 4T25, a um preço médio de US\$ 6,0/MMBTU, equivalente a 9,3% do valor de referência do *Brent*.

Por fim, Pescada registrou a venda de 7,1 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 61,4/bbl no 4T25.

Produção Peroá + Manati + Pescada

Participação Companhia | kboe/d

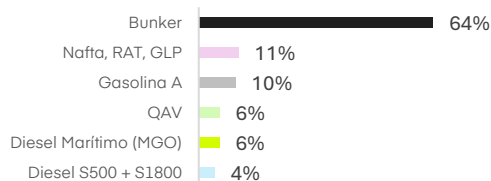


Downstream

No ano de 2025, o segmento somou 12,8 milhões de barris de óleo equivalentes comercializados, corresponde a 35 mil boe/d. Durante o 4T25, a Companhia realizou a venda de 3.340 mil barris de produtos derivados, +7,7% T/T. O desempenho no trimestre reflete maior comercialização de derivados estocados no encerramento do trimestre anterior.

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: (i) a participação de 64% do *bunker* de baixo enxofre (VLSFO), (ii) maior volume de venda de Diesel S-500 (+29% T/T) e de Gasolina A (+25% T/T) (iii) menor nível de comercialização de RAT (-30% T/T) e Nafta (-24% T/T).

Detalhamento de Produtos Vendidos 4T25 (% boe)



A Companhia atendeu a demanda do mercado local com a oferta de diesel, gasolina, querosene de aviação (QAV) e GLP (gás liquefeito de petróleo), além de suprir a demanda nacional e internacional, por meio do terminal próprio, com *bunker* de baixo enxofre (VLSFO), diesel marítimo (MGO), nafta e resíduo

atmosférico (RAT). O Terminal também foi utilizado para importação de gasolina para operações de *trading* (revenda) e diesel de baixo enxofre para *blend* (mistura) na refinaria. Importante destacar que o volume de derivados está diretamente relacionado à produção de óleo do Potiguar e ao volume de óleo adquirido de terceiros, ambos processados na refinaria, e à aquisição de derivados para mistura (*blend*).

Eventos subsequentes

Arbitragem Relativa ao Consórcio do Campo de Papa-Terra

Em fevereiro de 2026, a Companhia foi autorizada, no âmbito do processo arbitral em curso, referente ao Consórcio do Campo Papa-Terra, a prosseguir com os atos necessários à conclusão da cessão da participação de 37,5% detida pela NTE no ativo, incluindo a transferência perante a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e demais órgãos governamentais competentes no procedimento de arbitragem.

A referida autorização está sujeita às seguintes condições, que devem ser observadas até a decisão final do Tribunal Arbitral sobre o mérito da disputa: (i) Proibição de alienação a terceiros: a Brava fica impedida de vender ou transferir a participação de 37,5% a terceiros; e (ii) Reversibilidade: a cessão permanece reversível até a decisão final do Tribunal Arbitral.

A Companhia já deu prosseguimento aos atos ainda em fevereiro e manterá o mercado informado acerca da evolução desse processo.

Desempenho Financeiro

A Brava apresenta a seguir os destaques financeiros do **4T25** e do **ano de 2025**, refletindo suas respectivas participações⁸ nos ativos que compõem o portfólio da Companhia.

Demonstração de Resultado	Onshore	Offshore	Down.	Corp.	Elim. ⁹	4T25	4T24	Δ A/A	3T25	Δ T/T	2025	2024	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>													
Receita Líquida	755	1.138	1.223	-	(569)	2.548	1.950	31%	3.059	-17%	11.623	10.096	15%
Custo do Produto Vendido	(572)	(920)	(1.368)	-	521	(2.339)	(1.514)	54%	(2.162)	8%	(8.520)	(7.320)	16%
Royalties	(58)	(86)	-	-	-	(143)	(92)	56%	(185)	-22%	(700)	(551)	27%
Lucro Bruto	184	218	(145)	-	(48)	209	436	-52%	897	-77%	3.103	2.776	12%
Despesas G&A	(84)	(57)	(22)	2,4	-	(161)	(134)	20%	(137)	17%	(601)	(931)	-35%
Gastos Exploratórios	-	(7)	-	-	-	(7)	(11)	-35%	(16)	-55%	(62)	(54)	15%
Outras receitas e despesas	(94)	11	(177)	(0,8)	-	(261)	(121)	2,2x	123	-	(223)	820	-
Lucro Operacional	5	165	(344)	1,6	(48)	(220)	169	-	867	-	2.216	2.611	-15%
Resultado Financeiro Líquido	(44)	(66)	(1)	(537)	(3)	(651)	(1.785)	-64%	(1.327)	-51%	(763)	(4.206)	-82%
Resultado antes de impostos	(39)	99	(345)	(536)	(51)	(872)	(1.616)	-46%	(460)	89%	1.453	(1.595)	-
IR e CSLL	19	196	68	-	0,4	284	588	-52%	581	-51%	(42)	463	-
Lucro Líquido	(20)	295	(277)	(536)	(50)	(588)	(1.028)	-43%	121	-	1.411	(1.133)	-
IR e CSLL	19	196	68	-	0,4	284	588	-52%	581	-51%	(42)	463	-
Resultado Financeiro Líquido	(44)	(66)	(1)	(537)	(3)	(651)	(1.785)	-64%	(1.327)	-51%	(763)	(4.206)	-82%
Depreciação e Amortização I CPV	(190)	(502)	(18)	-	(1,2)	(711)	(214)	3,3x	(678)	5%	(2.371)	(1.842)	29%
Depreciação e Amortização I G&A	(14)	(0,7)	(0,1)	(4)	1	(18)	(12)	56%	(17)	8%	(65)	(43)	52%
EBITDA	210	667	(325)	5	(48)	509	395	29%	1.562	-67%	4.652	4.495	3%
Margem EBITDA	27,8%	58,6%	-	-	-	20,0%	20,3%	-0,3 p.p.	51,1%	-31 p.p.	40,0%	44,5%	-4 p.p.
Ajustes não recorrentes	110	(153)	347	(5)	-	299	110	2,7x	(262)	-	(144)	(987)	-85%
EBITDA Ajustado	320	514	21	-	(48)	808	505	60%	1.300	-38%	4.508	3.508	29%
Margem EBITDA Ajustado	42,4%	45,1%	1,8%	-	-	31,7%	25,9%	6 p.p.	42,5%	-11 p.p.	38,8%	34,7%	4 p.p.

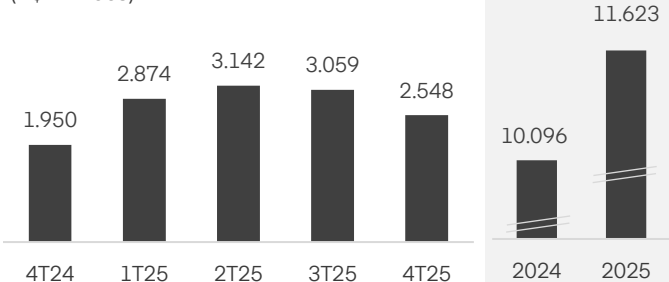
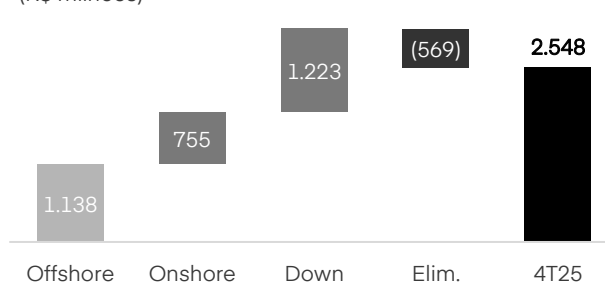
Receita Líquida

A Brava registrou **receita líquida consolidada de R\$ 2.548 milhões (US\$ 472 milhões) no 4T25**, com incremento de 31% A/A e uma redução de 17% T/T, impactada, principalmente, pela desvalorização de 7,8% T/T no *Brent* médio do trimestre.

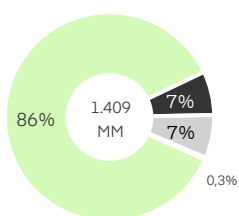
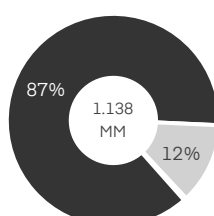
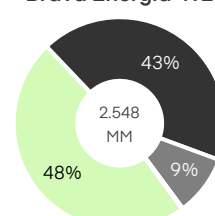
- O *onshore* e *downstream* somaram **R\$ 1.409 milhões (US\$ 261 milhões)**, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany* de R\$ 569 milhões. O desempenho foi impactado pelo menor volume vendido em Potiguar, em função da paralisação parcial da produção para atendimento à auditoria da ANP e menores margens no *crack spread* dos produtos derivados no período.
- O *offshore* registrou **R\$ 1.138 milhões (US\$ 211 milhões)**. O resultado foi impactado pela não realização de *offloading* em Parque das Conchas (BC-10) no 4T25 devido à parada programada para manutenção e do maior desconto na venda de óleo de Atlanta. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo maior volume comercializado em Papa-Terra.

⁸ (i) Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta (a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação), 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas, a partir do dia 31 de dezembro de 2024, inclusive. (ii) Até 31 de julho de 2024, é considerado uma visão proforma com o objetivo de comparar com períodos anteriores às incorporações da Enauta e da Maha Energy pela Brava Energia (antiga 3R Petroleum), sendo que esses dados proforma não foram auditados e não há garantia de que os resultados seriam os mesmos caso as operações tivessem sido concluídas antes desta data.

⁹ O resultado apurado em Eliminações corresponde as operações *intercompany* entre subsidiárias e segmentos, registradas a preços internos de transferência definidos com base em parâmetros de mercado para fins de conciliação com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Sendo esse montante de eliminação registrado na receita líquida pode diferir do montante de eliminação aferido no custo dos produtos vendidos (CPV), justificado, entre outros fatores, pelo efeito do estoque, considerando que parte dos insumos, comprados ou transferidos, pode ser utilizado em período de competência diferente.

Receita Líquida
(R\$ milhões)

Composição da Receita Líquida 4T25
(R\$ milhões)


No 4T25, a receita líquida por produto foi composta por: (i) R\$ 1.220 milhões relacionados à venda de derivados, (ii) R\$ 1.089 milhões referentes à venda de óleo, (iii) R\$ 235 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 4 milhões através da prestação de serviços. Já a receita líquida anual é composta por: (i) R\$ 5.303 milhões relacionados à venda de derivados, (ii) R\$ 5.279 milhões referentes à venda de óleo, (iii) R\$ 944 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 98 milhões através da prestação de serviços.

Onshore + Downst.

Offshore

Brava Energia 4T25


óleo

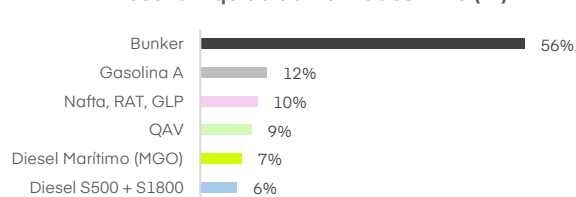
gás

derivados

serviços

Importante destacar que a Companhia também adquire petróleo de outros produtores na região, transportado ao Ativo Industrial de Guamaré (AIG – infraestrutura de *Downstream* da Bacia Potiguar) por oleodutos que pertencem à Brava e/ou carretas. A produção de terceiros é utilizada na dieta da refinaria ou é vendida a partir do Terminal, que exerce papel estratégico na estrutura integrada da região.

A receita líquida de produtos derivados do *downstream* alcançou R\$ 1.216 milhões no 4T25, sendo distribuída conforme gráfico ao lado, e contempla a produção da Companhia e o volume adquirido de terceiros. No ano de 2025, consolidou R\$ 5.393 milhões.

Receita Líquida de Derivados 4T25 (%)


Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 2.339 milhões (US\$ 433 milhões) no 4T25, +8% T/T. O desempenho no 4T25 reflete principalmente o aumento da base de ativos para fins de cálculo de amortização e depreciação, com a transferência de mais valia para imobilizado e intangível, em razão da incorporação da subsidiária Enauta Energia na holding (Brava Energia), parcialmente compensado pela redução dos custos de extração do segmento *upstream* (-9% T/T) e menores custos de *royalties*, devido a menor produção no período.

No consolidado do ano de 2025, o custo dos produtos vendidos (CPV) alcançou R\$ 8.520 milhões (US\$ 1.529 milhões), +16% A/A, justificado pelo incremento de +2x na produção do segmento *offshore* quando comparado com o ano anterior.

As despesas gerais e administrativas (G&A) totalizaram R\$ 161 milhões (US\$ 30 milhões) no 4T25, +17% T/T. Desse montante, R\$ 106 milhões referem-se aos segmentos *onshore e downstream*, já líquidos das eliminações *intercompany*, e R\$ 57 milhões ao segmento *offshore*, enquanto o saldo remanescente corresponde ao segmento corporativo. A variação no trimestre é explicada, principalmente, por efeitos não-recorrentes registrados no período, como contingências jurídicas e gastos com pessoal.

Os gastos exploratórios¹⁰ ocorridos no 4T25 de R\$ 7 milhões, representam 4% do valor total do G&A, e são compostos, principalmente, por aquisição e processamento de sísmica para os blocos exploratórios nas bacias de Paraná¹¹ e Pará-Maranhão¹². Ao considerar esses gastos, o G&A totalizou R\$ 168 milhões (ou US\$ 31 milhões) no 4T25.

No consolidado do ano de 2025, as despesas gerais e administrativas (G&A), considerando gastos exploratórios, alcançaram R\$ 663 milhões (US\$ 119 milhões), -33% A/A, sendo justificado por menores despesas de pessoal e com serviços prestados por terceiros.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido do 4T25 foi negativo em R\$ 651 milhões (US\$ 121 milhões), comparado a um resultado negativo de R\$ 1.327 milhões no trimestre anterior. Vale destacar, que no 3T25, essa linha foi impactada pela despesa de R\$ 849,4 milhões relacionada à antecipação dos recebíveis da Yinson.

A performance do 4T25 é explicada, principalmente:

- Juros e correção monetária incorridos no período de R\$ 562 milhões, relacionados aos empréstimos, debêntures e arrendamentos;
- Variação cambial com saldo negativo de R\$ 208 milhões decorrente da valorização do dólar no final do período (EoP), +3% T/T;
- Resultado positivo de R\$ 134 milhões com instrumentos de *hedge*, composto por: (i) R\$ 258 milhões de resultado positivo do *hedge* de óleo, compensados (ii) pelo resultado negativo de R\$ 106 milhões do *hedge* das dívidas¹³ e (iii) R\$ 18 milhões do *hedge* correspondente ao TRS vinculado às ações¹⁴.

Considerando o efeito caixa, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 200 milhões (US\$ 36 milhões¹⁵) no 4T25, explicado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) pagamento de juros de empréstimos, debêntures e arrendamentos no montante total de R\$ 351 milhões, parcialmente compensado por (ii) resultado líquido positivo de *hedge* de moeda e de dívidas em R\$ 75 milhões e (iii) resultado líquido positivo de R\$ 76 milhões proveniente das aplicações financeiras.

No que se refere à estratégia de *hedge* de *commodity*, a Companhia mantém, atualmente, instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, totalizando **21,4 milhões barris em um horizonte de 18 meses**, através de contratos sem previsão de chamada de margem.

- **NDF (*Non-Deliverable Forward*)**: cobertura de 13,9 milhões barris, com preço médio de US\$ 64,3/bbl em um horizonte de 18 meses.

¹⁰ Conforme Nota Explicativa 36 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

¹¹ A Companhia possui 30% de participação em 4 blocos exploratórios em parceria com a Eneva S.A. adquiridos no 2º Ciclo da Oferta Permanente da ANP, com contratos assinados em junho 2021.

¹² A Companhia possui 100% de participação em 2 blocos exploratórios, adquiridos na 11ª rodada da ANP, com contratos assinados em agosto de 2013.

¹³ Operação de *swap* com o objetivo de converter as taxas referentes às debêntures para uma dívida com juros fixos em dólares, com objetivo de proteção e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros (nota explicativa 40).

¹⁴ Conforme Fato Relevante publicado em 05 de junho de 2025 ([acesse aqui](#))

¹⁵ Considera o dólar de encerramento do trimestre de 5,50

- **Collar (zero cost collar - compra de opção PUT e venda de opção Call):** cobertura de 6,6 milhões barris, com piso médio de US\$ 64,4/bbl e teto médio de US\$ 75,1/bbl, em um horizonte de 15 meses.
- **Opção (Put):** cobertura de 900 mil barris, com preço médio de US\$ 61,1/bbl, em um horizonte de 12 meses.

Fixing	NDF			Opções (Collar)				NDF + Collar		Opção (Put)		
	Quantidade		Preço Médio	Quantidade		Put	Call	Quantidade		Quantidade		Preço Médio
	mil barris	kboe/d	US\$	mil barris	kboe/d	US\$	US\$	mil barris	kboe/d	mil barris	kboe/d	US\$
1T26	2.576	28,6	63,9	2.311	25,7	63,8	75,5	4.887	54,3	695	7,7	61,4
2T26	2.339	25,7	63,6	2.530	27,8	64,3	75,0	4.869	53,5	205	2,3	60,0
3T26	3.300	35,9	65,1	750	8,2	66,8	74,8	4.050	44,0	-	-	-
4T26	2.975	32,3	63,9	370	4,0	62,6	73,3	3.345	36,4	-	-	-
1T27	2.025	22,5	65,1	600	6,7	65,0	75,9	2.625	29,2	-	-	-
2T27	725	8,0	63,0	-	-	-	-	725	8,0	-	-	-
Total	13.940	25,5	64,3	6.561	12,0	64,4	75,1	20.501	37,5	900	1,6	61,1

Nessa seção de hedge, vale destacar que a Companhia é ativa em diversas frentes para proteção do seu negócio, não só na proteção do óleo (tabela acima), mas também nas proteções voltadas para o frete e para os *spreads* de *bunker* de baixo enxofre e outros produtos derivados.

Nesse contexto, garantimos, antes da disrupção do mercado causada pela guerra no Oriente Médio, uma boa precificação para o frete das nossas próximas cargas de óleo. Além disso, estamos observando forte alta nos *spreads* (margens) dos produtos derivados e no *bunker* de baixo enxofre, produto mais relevante da cesta de produção da Brava, com espaço para capturar parte desse *upside* no primeiro semestre de 2026.

Considerando todas essas variáveis de possível proteção e *upside*: (i) hedge do óleo, (ii) hedge de frete, e (ii) aumento dos *spreads*, o retorno líquido da Brava para o cenário atual do mercado é positivo.

Imposto de Renda e Contribuição Social

No acumulado de 2025, o Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) totalizaram despesa líquida de R\$ 42 milhões, comparado ao resultado positivo de R\$ 463 milhões registrado no ano anterior, reflexo, principalmente, da mudança de base, com a Companhia passando de prejuízo antes do IR e CSLL em 2024 para lucro antes do IR e CSLL em 2025.

O resultado anual é composto por: (i) IR e CSLL correntes com despesa líquida de R\$ 294 milhões, dos quais R\$ 243 milhões com efeito caixa; e (ii) IR e CSLL diferidos com crédito de R\$ 252 milhões. A variação anual decorre principalmente da constituição e reversão de tributos diferidos de exercícios anteriores, além dos impactos da variação cambial, conforme detalhado na Nota Explicativa 15 das Demonstrações Financeiras.

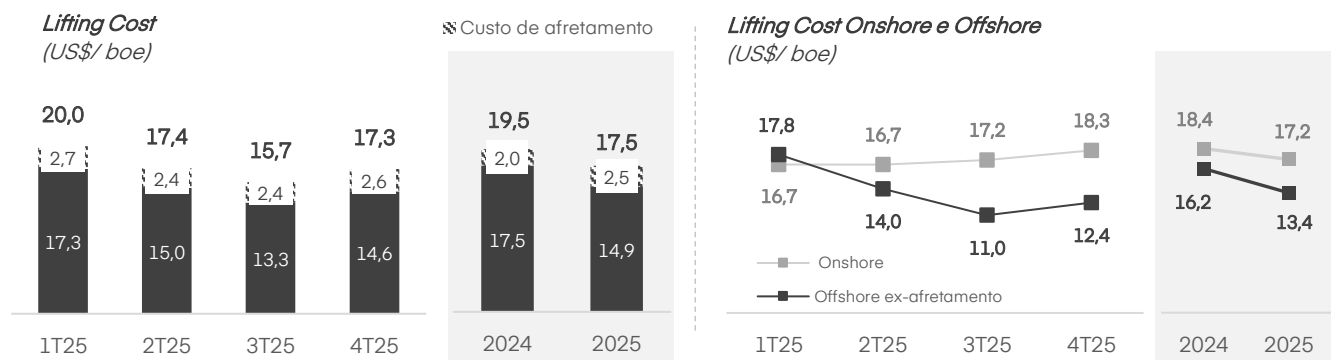
Lucro Líquido

No acumulado de 2025, a Companhia registrou lucro líquido consolidado de R\$ 1.411 milhões (US\$ 240 milhões), resultado sustentado pelo desempenho operacional do segmento *offshore* e estabilidade do *onshore* ao longo do ano. No 4T25, a Companhia encerrou com prejuízo líquido de R\$ 588 milhões (US\$ 109 milhões), impactado principalmente pelo menor volume de vendas no *offshore*, reflexo da ausência de *offloading* em Parque das Conchas, a menor produção em Potiguar em função de auditoria no ativo, maiores descontos aplicados nas vendas de óleo de Atlanta, além do efeito do *brent* médio, -7,8% T/T.

Custo de Extração (*Lifting Cost*)

No consolidado de 2025, o *lifting cost* médio¹⁶ ponderado da Companhia atingiu US\$ 14,9/boe, -15% T/T, ao incluir os custos de afretamento, o indicador alcançou US\$ 17,5/boe, refletindo o maior nível de produção, + 46% em comparação ao ano anterior.

No 4T25, o indicador alcançou US\$ 14,6/boe, +10% T/T, ou US\$ 17,3/boe (com custos de afretamento). A variação trimestral decorre, principalmente, do menor nível de produção no período, parcialmente compensado pela redução dos custos absolutos de extração.



O *onshore* alcançou US\$ 17,2/boe em 2025, -7% A/A, e no trimestre US\$ 18,3/boe, +6% T/T, reflexo do menor nível de produção, parcialmente compensado por menores custos de energia, de logística e de atividades em poços.

- O **Complexo Potiguar** registrou *lifting* de US\$ 17,9/boe em 2025, -2% A/A e de US\$ 19,0/boe no 4T25, +6% T/T, reflexo do menor nível de produção decorrente da paralisação parcial da operação para atendimento à auditoria da ANP.
- O **Complexo do Recôncavo** registrou *lifting* de US\$ 15,1/boe em 2025, -22% A/A e de US\$ 16,4/boe no 4T25, +9% T/T, devido a maiores custos de operação e manutenção e serviços para recuperação de integridade nos ativos.

O *offshore* registrou US\$ 13,4/boe em 2025, -17% T/T e US\$ 17,6/boe ao considerar o custo de afretamento. No 4T25, alcançou US\$ 12,4/boe, +13% T/T, ou US\$ 16,7/boe ao incluir os custos de afretamento. A variação trimestral decorre, principalmente, do menor nível de produção, parcialmente compensado por menores custos de energia e de atividades de manutenção e integridade.

- **Atlanta** atingiu US\$ 8,0/boe em 2025, -6% A/A, ao incluir o custo de afretamento, alcançou US\$ 14,9/boe. No 4T25, registrou US\$ 7,3/boe, +29% T/T ou US\$ 14,6/boe considerando o custo de afretamento, +22% T/T, reflexo do menor nível de produção em razão dos ajustes no sistema de separação do FPSO Atlanta.
- **Papa-Terra** alcançou US\$ 24,0/boe em 2025, -26% A/A, resultado do avanço contínuo das iniciativas de eficiência. No 4T25, registrou US\$ 21,4/boe, -4% T/T, refletindo a redução de custos de operação e manutenção, de energia e de atividades de integridade, em linha com a estratégia de otimização dos custos e maior eficiência operacional.

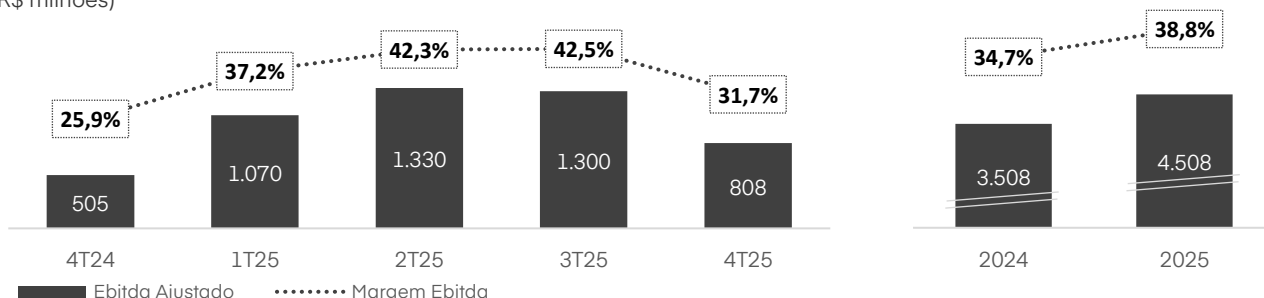
¹⁶ O *lifting cost* reportado contempla os custos relacionados à extração dos hidrocarbonetos do reservatório, registrados no CPV, incluindo logística, licenciamento e gastos ambientais, e excluindo depreciação e amortização, royalties, ocupação e retenção de área, processamento e transporte de gás e outros custos eventualmente incorridos, sem relação direta com a extração dos hidrocarbonetos.

- **Parque das Conchas** registrou US\$ 15,7/boe em 2025, ao considerar os custos de afretamento, alcançou US\$ 19,7/boe, e no 4T25, registrou US\$ 4,8/boe (ou US\$ 9,2/boe incluindo os custos de afretamento), com impacto da parada programada, que reduziu a produção no período.
- **Manati** registrou US\$ 17,3/boe em 2025 e US\$ 19,0/boe no trimestre, +27% T/T. O aumento trimestral decorre principalmente de maiores custos associados a reajustes contratuais e repasses retroativos pelo operador, além do menor nível de produção em função da limitação contratual pelo operador.
- **Peroá** registrou US\$ 9,0/boe em 2025 e no trimestre US\$ 11,3/boe, +35% T/T. O aumento reflete custos pontuais de inspeção nas instalações para atendimento a exigências do órgão regulador, além do menor nível de produção, que reduz a capacidade de diluição de custos.

EBITDA Ajustado

No ano de 2025, o EBITDA Ajustado da Companhia acumulou R\$ 4.508 milhões (US\$ 806 milhões), +29% A/A, reflexo do maior nível de produção do segmento *offshore* em comparação com o ano anterior. Esse resultado é composto por: (i) R\$ 2.606 milhões referentes à contribuição do *offshore*, (ii) R\$ 1.919 milhões referentes à contribuição do *onshore e downstream*, já líquido das eliminações *intercompany*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 16 milhões negativos, referentes à estrutura corporativa.

Ebitda Ajustado e Margem Ebitda Ajustada
(R\$ milhões)



No 4T25, o EBITDA Ajustado totalizou R\$ 808 milhões (US\$ 150 milhões) no 4T25, representando uma redução de 38% T/T. Ao incluir o resultado de *hedge* de óleo (conforme ajuste aplicado para cálculo de *covenants* das dívidas), o Ebitda Ajustado alcançou R\$ 823 milhões (US\$ 153 milhões) no trimestre. O desempenho reflete a contribuição de R\$ 514 milhões do segmento *offshore* e de R\$ 294 milhões dos segmentos *onshore e downstream*, já líquidos das eliminações *intercompany*.

Os ajustes no EBITDA do 4T25 totalizaram R\$ 299 milhões (US\$ 55 milhões), compostos por: (i) R\$ 210 milhões referente ao reconhecimento de perdas estimadas¹⁷ com créditos de natureza tributária e contas a receber de clientes e outros créditos, (ii) R\$ 169 milhões de baixa de inventário (sem efeito caixa), (iii) remensuração de R\$ 67 milhões¹⁸ da provisão de abandono (ARO), parcialmente compensados por (iv) R\$ 143 milhões referentes aos efeitos de IFRS-16, majoritariamente associados ao FPSO Atlanta; e (v) reversão de R\$ 5 milhões da provisão do *earn-out* do antigo controlador.

A Companhia consolida no ano de 2025, uma margem EBITDA Ajustada de 38,8%, +4 p.p., e no trimestre de 31,7% no 4T25, -11 p.p. T/T. O desempenho trimestral reflete: (i) a menor margem no *offshore*, devido ao menor nível de produção em Atlanta, e à parada programada de Parque das Conchas (BC-10), que resultou na ausência de contribuição do ativo no período; e (ii) a redução da margem do *onshore e downstream*, impactada pelo menor volume de produção em Potiguar para atendimento à auditoria,

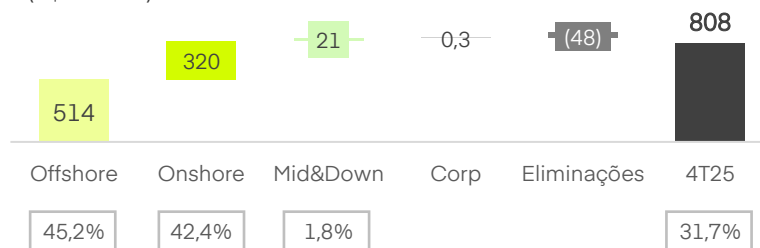
¹⁷ Nota explicativa 37 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

¹⁸ Nota explicativa 37 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

queda no valor de referência do *brent* no período e pela compressão do *crack spread* dos produtos derivados.

Em uma análise por unidade de negócio, desconsiderando o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *offshore* registrou margem EBITDA Ajustado de 45% no 4T25, -9 p.p. T/T, enquanto o segmento *onshore* alcançou 42%, -4 p.p. T/T e o segmento *downstream* aferiu margem de 1,8%, -1,8 p.p. T/T.

Composição e Margem do EBITDA Ajustado 4T25
(R\$ milhões)

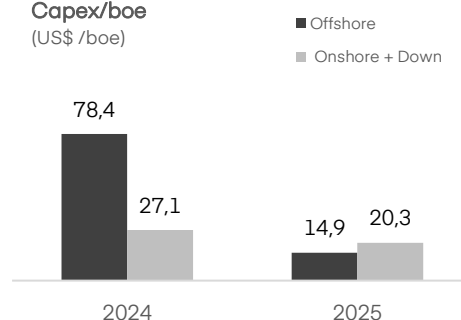


Capex

A Brava investiu R\$ 569 milhões (US\$ 105 milhões¹⁹) em capex no 4T25, -7% T/T em dólar, consolidando seis trimestres seguidos de redução nos investimentos.

Do montante total de capex do 4T25, **39% foram direcionados ao segmento offshore** (-45% T/T), com destaque para a redução de 74% T/T nos investimentos em Atlanta. 66% do total dos investimentos em Atlanta foi destinado para a campanha de desenvolvimento da Fase 2, que contempla a perfuração de dois novos poços.

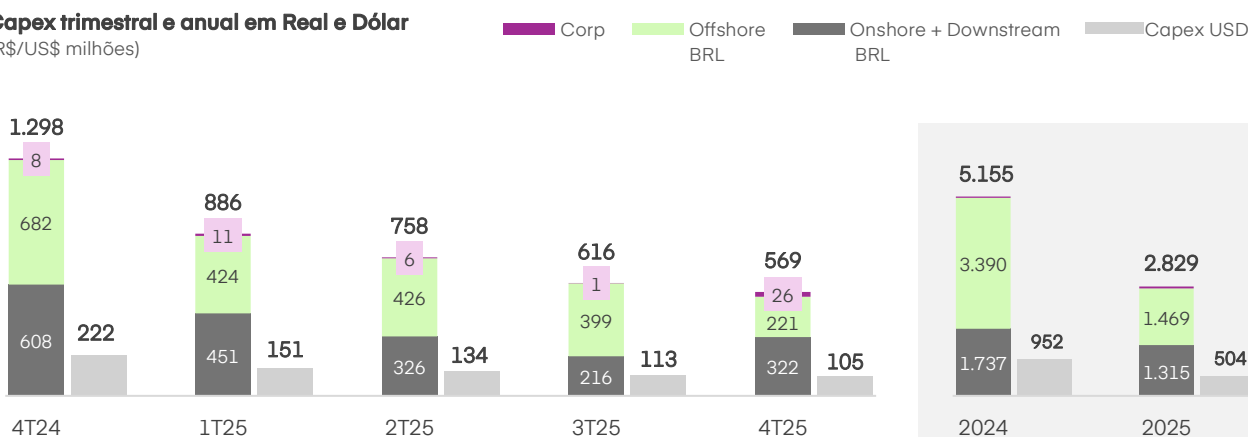
Capex/boe
(US\$ /boe)



As atividades do *onshore e downstream* representaram **57% do capex do trimestre**, impulsionadas por: (i) investimentos na revitalização da estação de vapor, correspondentes a 15% do capex total do segmento, em trâmites finais; (ii) projeto piloto de injeção de nitrogênio; (iii) intervenções de *workover* no período; (iv) manutenções recorrentes e serviços pontuais de engenharia no *downstream*.

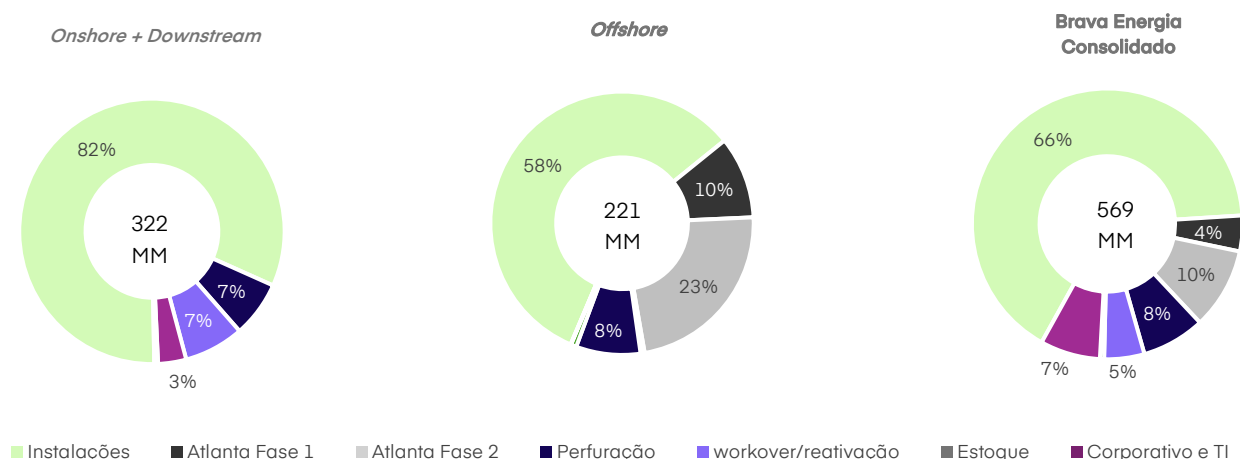
A parcela remanescente de Capex refere-se aos investimentos do segmento corporativo, com destaque para o projeto de implantação do sistema de gestão integrada (SAP) para toda a Companhia.

Capex trimestral e anual em Real e Dólar
(R\$/US\$ milhões)



¹⁹ Considerado o dólar médio do período de 5,40.

Capex por atividade no 4T25



Em 2025, o volume de Capex somou R\$ 2.829 milhões (US\$ 504 milhões), -47% A/A em dólar e em linha com o planejamento. A variação anual corresponde a redução nos investimentos do *offshore*, com destaque para a conclusão da implementação do projeto de Atlanta e a normalização dos investimentos atrelados a integridade de Papa-Terra. Em termos de unidade de negócio, R\$ 1.469 milhões foram aplicados no segmento *offshore*, enquanto R\$ 1.315 milhões foram alocados no segmento *onshore* e *downstream*.

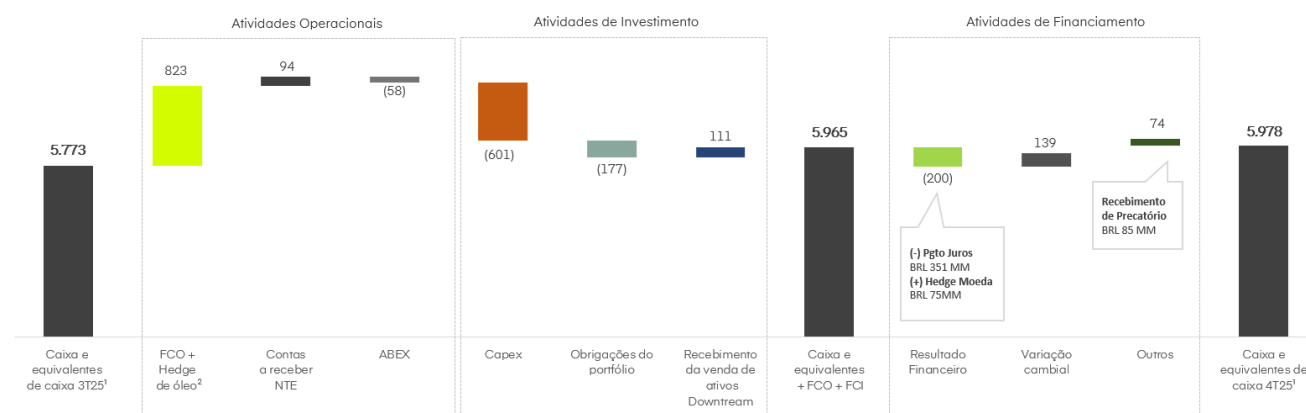
O resultado do capex com efeito caixa registrado no 4T25 foi de R\$ 601 milhões (US\$ 111 milhões). A diferença entre o efeito caixa e contábil, no montante de R\$ 32 milhões (US\$ 6 milhões), refere-se a pagamentos reconhecidos em período anteriores e realizados no atual trimestre. Em 2025, o volume de capex com efeito caixa somou R\$ 2.960 milhões (US\$ 529 milhões).

Fluxo de Caixa Livre

A Companhia registrou uma geração caixa livre de R\$ 205 milhões (ou US\$ 37 milhões²⁰) no 4T25, reflexo da operação integrada e diversificada, com destaque para a disciplina na alocação de capital e gestão financeira ativa ao longo do trimestre.

Fluxo de Caixa

(R\$ milhões)



¹O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida de R\$ 2.861 milhões. ² Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o Hedge de *commodity* (R\$ 15 milhões).

²⁰ Considerado o dólar no final do período de 5,50.

No 4T25, a geração de caixa operacional totalizou R\$ 859 milhões (US\$ 156 milhões²¹), incluindo R\$ 15 milhões de resultado líquido positivo dos contratos de *hedge* de óleo. O desempenho do trimestre foi impactado, principalmente, pela menor geração de caixa operacional de Atlanta, em razão do menor nível de produção decorrente dos ajustes no sistema de separação em novembro e do maior desconto aplicados na comercialização de óleo no 4T25, além do menor volume de produção em Potiguar e ausência de operações de *offloading* em Parque das Conchas (BC-10).

A Companhia encerrou 2025 com posição de estoques de óleo de R\$ 249 milhões (ou US\$ 46 milhões) e derivados de R\$ 177 milhões (ou US\$ 33 milhões) ao final do 4T25, contabilizada ao valor de custo de produção, conforme nota explicativa 12 das demonstrações financeiras.

As atividades de investimento consumiram R\$ 667 milhões (US\$ 121 milhões) no 4T25, -6% T/T. O resultado decorre dos investimentos realizados (capex) de R\$ 601 milhões e pagamento da parcela referente às obrigações do portfólio (*earn-out*) de Parque das Conchas (BC-10) de R\$ 177 milhões (ou US\$ 32 milhões), parcialmente compensado pelo recebimento de R\$ 36 milhões referente à venda²² dos ativos da infraestrutura de *downstream* e R\$ 75 milhões de venda de almoxarifado²³.

As atividades de financiamento somaram R\$ 13 milhões (US\$ 2 milhões) no 4T25, que contemplam: (i) resultado positivo decorrente da variação cambial de R\$ 139 milhões, (ii) recebimento dos precatórios de R\$ 85 milhões, (iii) receita financeira decorrente de rendimentos de juros de R\$ 80 milhões, (iv) resultado líquido positivo de hedge de câmbio e dívida de R\$ 75 milhões, parcialmente compensados pelo (v) pagamento de juros de empréstimos, debêntures e arrendamentos de R\$ 351 milhões.

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 4T25 com caixa e equivalentes de caixa de R\$ 5.978 milhões, +4% T/T, ou US\$ 1.086 milhões, estável em relação ao trimestre anterior. Esse valor inclui saldo de aplicações financeiras e caixa restrito, e desconsidera a aplicação financeira²⁴ de R\$ 2.861 milhões (US\$ 520 milhões) referente ao *Total Return Swap (TRS)* atrelado à dívida.

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander²⁵ de R\$ 2.869 (US\$ 521) milhões, encerrou o 4T25 em US\$ 2.468 milhões, estável em relação ao trimestre anterior ou R\$ 13.579 milhões, +3% T/T. Esse resultado reflete, principalmente, o acréscimo de juros no período, sem a ocorrência de amortização da dívida.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 4T25 com dívida líquida de US\$ 1.382 milhões, -1% T/T, ou R\$ 7.602 milhões, +3% T/T. Para efeitos de comparação, a dívida líquida da Companhia reduziu 11% (em dólar) quando comparada com a posição final de 2024 versus a de 2025.

Adicionalmente à dívida financeira indicada acima, a Companhia possui compromissos (*earn-outs*) relacionados à aquisição de ativos do portfólio, incluindo parcelas diferidas e contingentes, conforme tabela abaixo.

Em relação aos compromissos contingentes, esses estão vinculados ao valor médio do *Brent*, performance operacional e/ou declaração de comercialidade de ativo. No encerramento do 4T25, os

²¹ Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 5,50

²² Conforme Fato Relevante divulgado pela Companhia: [Acesse aqui](#).

²³ Refere-se à venda de MOBO (conjunto de válvulas e tubulações) do ativo de Atlanta após a finalização de serviços pelo fornecedor e ajustes nas instalações do FPSO.

²⁴ Corresponde aos recursos (US\$ 500 milhões) contratados e aplicados como garantia das debêntures emitidas pela 3R Potiguar para financiamento do Polo Potiguar.

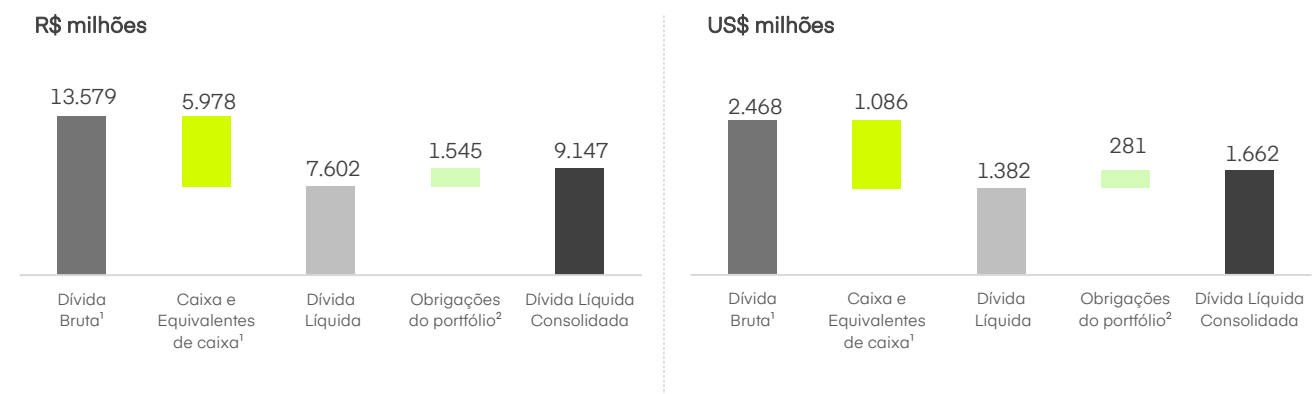
²⁵ Investimento de garantia da emissão de US\$ 500 milhões pela 3R Lux realizado para financiamento do Polo Potiguar. Os recursos contratados estão compensados pela aplicação financeira TRS atrelado à dívida.

compromissos a pagar por aquisições totalizaram R\$ 1.545 milhões ou US\$ 281 milhões, -8% T/T em dólar. Ao longo de 2025 foram pagos R\$ 789 milhões em compromissos atrelados à aquisição de ativos.

Ativos	2025	1T26	2T26	3T26	4T26	2026	2027	2028	2029	2030	Total
<i>Em milhões de reais</i>											
Peroá WI 100%	91	-	-	-	-	-	-	135	-	-	135
Papa Terra WI 62,5%	96	101	-	-	23	124	47	20	135	71	398
Potiguar WI 100%	424	431	-	-	-	431	409	-	-	-	839
Parque das Conchas WI 23%	177	-	-	-	172	172	-	-	-	-	172
Total de Pagamentos (BRL)	789	532	-	-	195	727	456	156	135	71	1.545
Total de Pagamentos (USD)	141	97	-	-	35	132	83	28	25	13	281

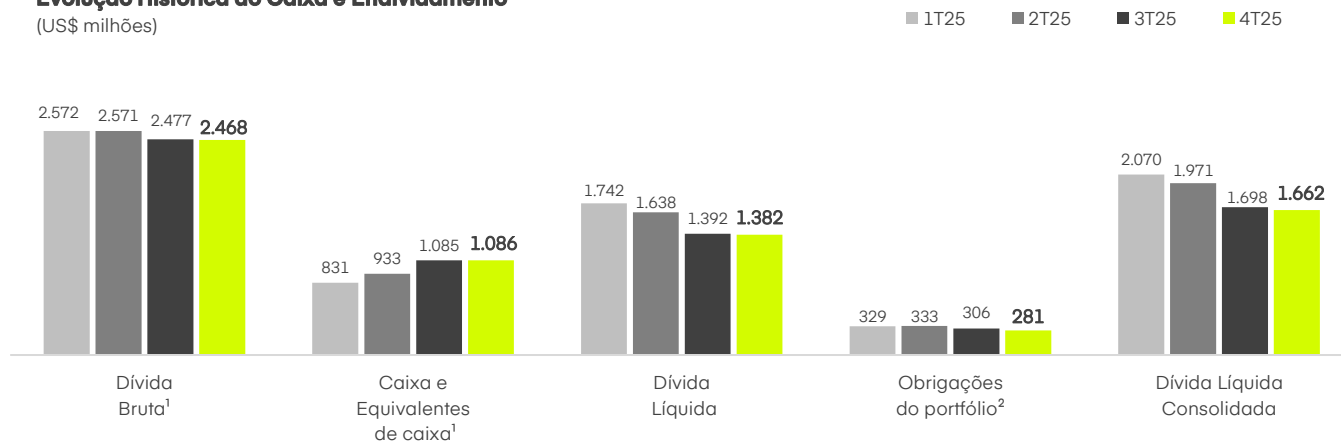
Por consequência, a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de US\$ 1.662 milhões -2% T/T ou R\$ 9.147 milhões +1%. Para efeitos de comparação, a dívida líquida consolidada da Companhia reduziu 15% (em dólar) quando comparada posição final de 2024 versus a de 2025.

Endividamento 4T25



Evolução Histórica do Caixa e Endividamento

(US\$ milhões)



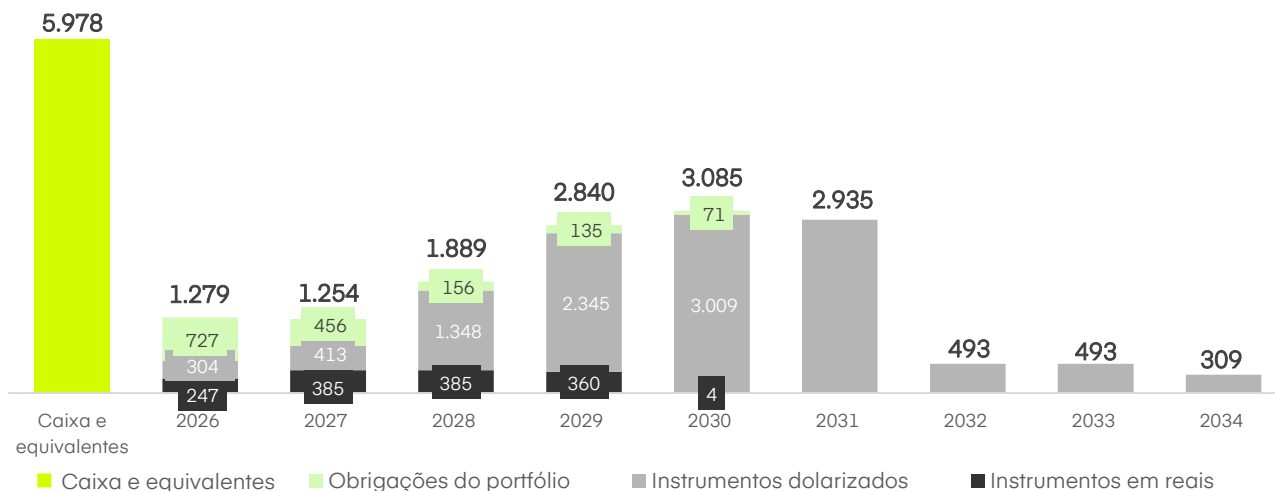
¹A dívida bruta desconsidera o saldo devedor da debênture cambial emitida pela 3R Potiguar\Enauta Energia, adquirida integralmente pelo Santander, de R\$ 2.869 ou US\$ 521 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida (R\$ 2.861 ou US\$520 milhões).

² Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 31 de dezembro de 2025.

O gráfico abaixo apresenta o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do quarto trimestre de 2025 da Brava Energia.

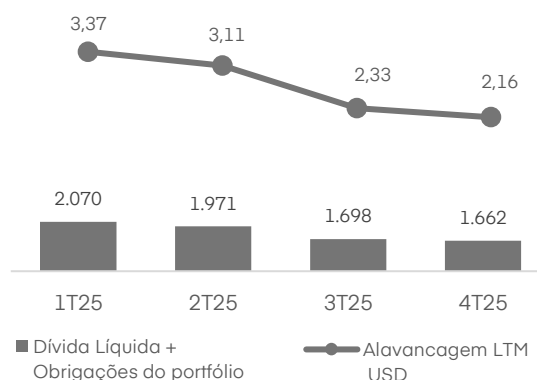
Perfil de Amortização 4T25²⁶

(R\$ milhões)



A Companhia encerrou o 4T25 com a quarta queda consecutiva em seu índice de alavancagem, que atingiu **2,16x**, em dólar americano (ou **2,13x** em real). A melhora do indicador reflete o contínuo fortalecimento das linhas de negócios ao longo de 2025, impulsionado por: (i) geração de caixa recorrente, que contribui para o fortalecimento da estrutura de capital da Companhia, (ii) melhor desempenho operacional dos segmentos *onshore* e *offshore* e (iii) estratégia de *liability management* bem-sucedida, com potencial adicional de captura de eficiência.

Desalavancagem Financeira (US\$)



Por fim, importante mencionar que, em janeiro de 2026, as principais agências de *rating*²⁷ revisaram suas avaliações para a Companhia:

- Fitch: afirmou os IDRs (*Issuer Default Ratings* – Ratings de Inadimplência do Emissor) de Longo Prazo em Moedas Local e Estrangeira '**BB-**' e o Rating Nacional de Longo Prazo '**AA-(bra)**', com perspectiva Positiva.
- S&P Global: reafirmou o *rating* em escala global **B+** e o *rating* nacional **brAA-**, com a perspectiva Estável.

²⁶ Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados, excluindo a debênture cambial do Santander que é garantida pela aplicação financeira (TRS) da dívida.

²⁷ Acesso aos relatórios de Rating da Brava Energia: [clique aqui](#)

Anexo I – Balanço Patrimonial

Em milhares de reais	4T25	4T24	Δ A/A	3T25	Δ T/T
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	889.391	3.171.958	-72%	1.191.319	-25%
Aplicações financeiras	4.714.621	2.478.729	90%	4.239.900	11%
Caixa Restrito	39.506	30.622	29%	37.005	7%
Contas a receber de terceiros	371.363	337.409	10%	462.259	-20%
Estoque	749.906	940.407	-20%	1.126.053	-33%
Créditos com parceiros	-	526.948	-	-	-
Adiantamentos	106.444	193.422	-45%	107.863	-1%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	368.309	317.175	16%	339.682	8%
Outros impostos a recuperar	275.689	483.746	-43%	377.304	-27%
Derivativos	320.214	67.899	4,7x	106.027	3,0x
Contas a receber - Follow On	-	-	-	-	-
Despesas antecipadas	94.120	153.954	-39%	110.464	-15%
Créditos a receber - Yinson	-	220.137	-	-	-
Outros ativos	170.840	113.860	50%	150.169	14%
Ativos classificados como mantidos para venda	116.986	169.223	-31%	125.510	-7%
Total do ativo circulante	8.217.389	9.205.489	-11%	8.373.555	-2%
Aplicações financeiras	2.860.804	3.221.519	-11%	2.701.120	6%
Caixa restrito	334.129	414.189	-19%	304.882	10%
Estoques	188.389	76.075	2,5x	171.192	10%
Créditos com parceiros	373.275	-	-	425.659	-12%
Depósitos judiciais	9.008	8.300	9%	8.786	3%
Outros impostos a recuperar	39.099	125.886	-69%	38.960	0%
Despesas antecipadas	15.025	10.714	40%	15.207	-1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.546.660	1.054.977	47%	1.169.580	32%
Créditos a receber - Yinson	-	2.268.396	-	-	-
Derivativos	5.100	35.607	-86%	3.567	1,4x
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	1.600	-	1.600	-
Adiantamentos para aquisição de projetos	-	-	-	-	-
Imobilizado	16.783.525	14.837.652	13%	16.713.168	0%
Intangível	8.056.284	8.695.830	-7%	8.203.677	-2%
Direito de uso	4.266.642	4.488.216	-5%	3.998.347	7%
Outros ativos	11.346	19.297	-41%	11.241	1%
Total do ativo não circulante	34.490.886	35.258.258	-2%	33.766.986	2%
Total do ativo	42.708.275	44.463.747	-4%	42.140.541	1%
Passivo					
Fornecedores	1.450.081	2.402.869	-40%	1.336.292	9%
Empréstimos e financiamentos	473.764	668.577	-29%	403.509	17%
Arrendamentos	178.087	365.556	-51%	219.997	-19%
Obrigações trabalhistas	182.338	188.125	-3%	165.092	10%
Valores a pagar por aquisições	727.276	940.444	-23%	811.533	-10%
Pagamento baseado em ações	6.091	-	-	12.140	-50%
Contas a pagar - partes relacionadas	-	-	-	-	-
Antecipação de recebíveis futuros	923.736	-	-	911.290	-
Dividendos a pagar	57.433	14	-	14	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	212.158	120.444	76%	178.998	19%
Outros impostos a recolher	118.691	113.739	4%	96.468	23%
Provisão para pagamento de Royalties	51.223	35.161	46%	77.712	-34%
Debêntures	565.871	272.863	2,1x	417.092	36%
Debêntures - Partes relacionadas	-	21.534	-	-	-
Provisão para abandono PC	484.962	-	-	-	-
Derivativos	2.262	22.627	-90%	29.188	-92%
Outras obrigações	320.001	258.123	24%	166.382	92%
Passivos classificados como mantidos para venda	24.102	28.172	-14%	32.625	-
Total do passivo circulante	5.778.076	5.438.248	6%	4.858.332	19%
Fornecedores	528.154	749.331	-30%	727.932	-27%
Empréstimos e financiamentos	3.096.106	3.609.989	-14%	2.983.777	4%
Derivativos	45.093	23.638	91%	27.179	66%
Arrendamentos	4.062.392	4.150.336	-2%	3.514.199	16%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	892.630	652.212	37%	814.075	10%
Provisão para contingências	35.597	3.559	10x	23.434	52%
Valores a pagar por aquisições	817.900	1.483.356	-45%	814.747	-
Obrigações com consórcio	-	-	-	-	-
Provisão para abandono	3.236.371	3.324.911	-3%	3.762.209	-14%
Debêntures	12.312.316	14.392.631	-14%	12.077.618	2%
Debêntures - Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Outros impostos a recolher PNC	6.108	6.108	-	6.108	-
Outras obrigações	123.344	105.757	17%	127.463	-3%
Total do passivo não circulante	25.156.011	28.501.828	-12%	24.878.741	1%
Capital social	11.977.517	11.971.561	-	11.977.517	-
Reserva de capital	(1.000.254)	(1.193.090)	-16%	(1.003.357)	-
Reserva de incentivos fiscais	-	-	-	529.106	-
Reserva de lucros	741.298	19.487	38x	42.866	17,3x
Ajuste de avaliação patrimonial	55.627	357.708	-84%	42.889	1,3x
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-
Prejuízo acumulado	-	(631.995)	-	814.447	-
Total patrimônio líquido	11.774.188	10.523.671	12%	12.403.468	-5%
Total do passivo e patrimônio líquido	42.708.275	44.463.747	-4%	42.140.541	1%

Anexo II – Demonstração de Resultados Detalhada

Demonstração de Resultado	Potiguar	Recôncavo	Onshore	Papa Terra	Atlanta	Parque das Conchas	Peroá	Manati	Pescada	Offshore	Down.	Corp.	Elim.	4T25	4T24	Δ T/T	3T25	Δ A/A	2025	2024	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>																					
Receita Líquida	562	193	755	310	682	(3)	77	70	3	1.138	1.223	-	(569)	2.548	1.950	31%	3.059	-17%	11.623	10.096	15%
Custo do Produto Vendido	(370)	(201)	(572)	(231)	(502)	(0)	(70)	(96)	(21)	(920)	(1.368)	-	521	(2.339)	(1.514)	54%	(2.162)	8%	(8.520)	(7.320)	16%
Royalties	(45)	(13)	(58)	(35)	(44)	-	(2)	(3)	(1)	(86)	-	-	-	(143)	(92)	56%	(185)	-22%	(700)	(551)	27%
Lucro Bruto	192	(8)	184	79	180	(3)	7	(26)	(18)	218	(145)	-	(48)	209	436	-52%	897	-77%	3.103	2.776	12%
Despesas G&A	(63)	(21)	(84)	(14)	(29)	(6)	(4)	(3)	(1)	(57)	(22)	2,4	-	(161)	(134)	20%	(137)	17%	(601)	(931)	-35%
Gastos Exploratórios	-	-	-	-	(7)	-	-	-	-	(7)	-	-	-	(7)	(11)	-35%	(16)	-55%	(62)	(54)	15%
Outras receitas e despesas	(80)	(15)	(94)	(10)	7	3	(0)	(0)	11	11	(177)	(0,8)	-	(261)	(121)	2,2x	123	-	(223)	820	-
Lucro Operacional	49	(44)	5	55	150	(7)	3	(29)	(8)	165	(344)	1,6	(48)	(220)	169	-	867	-	2.216	2.611	-15%
Resultado Financeiro Líquido	(32)	(13)	(44)	7	(29)	(42)	(1)	0	(1)	(66)	(1)	(537)	(3)	(651)	(1.785)	-64%	(1.327)	-51%	(763)	(4.206)	-82%
Resultado antes de impostos	17	(56)	(39)	62	122	(49)	2	(28)	(9)	99	(345)	(536)	(51)	(872)	(1.616)	-46%	(460)	89%	1.453	(1.595)	-191%
IR e CSLL ¹	-	19	19	(18)	216	(1)	-	-	-	196	68	-	0,4	284	588	-52%	581	-51%	(42)	463	-
Lucro Líquido	17	(37)	(20)	44	337	(50)	2	(28)	(9)	295	(277)	(536)	(50)	(588)	(1.028)	-43%	121	-	1.411	(1.133)	-
IR e CSLL	-	19	19	(18)	216	(1)	-	-	-	196	68	-	0,4	284	588	-52%	581	-51%	(42)	463	-
Resultado Financeiro Líquido	(32)	(13)	(44)	7	(29)	(42)	(1)	0	(1)	(66)	(1)	(537)	(3)	(651)	(1.785)	-64%	(1.327)	-51%	(763)	(4.206)	-82%
Depreciação e Amortização (CPV)	(103)	(88)	(190)	(43)	(379)	-	(16)	(63)	(1)	(502)	(18)	-	(1,2)	(711)	(214)	3,3x	(678)	5%	(2.371)	(1.842)	29%
Depreciação e Amortização (G&A)	(10)	(5)	(14)	(1)	-	0	(0)	-	(0)	(0,7)	(0,1)	(4)	1	(18)	(12)	56%	(17)	8%	(65)	(43)	52%
EBITDA	161	49	210	98	529	(7)	19	35	(7)	667	(325)	5	(48)	509	395	1,3x	1.562	-67%	4.652	4.495	3%
Margem EBITDA	28,7%	25,2%	27,8%	31,7%	77,6%	-	24,5%	49,5%	-	58,6%	-	-	-	20,0%	20,3%	-0,3 p.p.	51,1%	-31 p.p.	40,0%	44,5%	-5 p.p.
Ajustes não recorrentes	78	32	110	-	(130)	-	-	(11)	(11)	(153)	347	(5)	-	299	110	2,7x	(262)	-	(144)	(987)	-85%
EBITDA Ajustado	239	81	320	98	399	(7)	19	23	(18)	514	21	0,3	(48)	808	505	1,6x	1.300	-38%	4.508	3.508	29%
Margem EBITDA Ajustado	42,5%	42,1%	42,4%	31,7%	58,5%	-	24,5%	33,3%	-	45,1%	1,8%	-	-	31,7%	25,9%	6 p.p.	42,5%	-11 p.p.	38,8%	34,7%	4 p.p.

Anexo III – Fluxo de Caixa Indireto

Em milhares de reais	4T25	4T24	Δ A/A	3T25	Δ T/T	2025
Resultado do período	(587.702)	(1.028.149)	-	120.698	-	1.411.225
Ajustes por:						
Equivalência patrimonial						
Resultado de aplicações financeiras	(139.643)	(232.929)	-40%	(130.417)	7,1%	(514.768)
Juros de dívida	577.252	474.670	22%	635.932	-9%	2.191.078
Atualização dos depósitos judiciais	-	-	-	-	-	-
Ajuste a valor presente	1.806	24.874	-93%	(19.940)	-	24.918
Derivativos não realizados	(114.659)	597.004	-	(87.943)	30%	(1.166.448)
Variação cambial não realizada	294.219	830.251	-65%	(364.406)	-	(886.082)
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	12.163	252	-	6.786	79%	32.038
Resultado de alienação de participação em ativos	(297.542)	-	-	-	-	(297.542)
Constituição / reversão de provisão estimada com crédito de liquidação duvidosa	210.129	-	-	-	-	210.129
Baixas, perdas, obsolescência de estoques	169.175	-	-	-	-	169.175
Provisão no valor recuperável de ativos	-	28.705	-	-	-	-
Baixa de Imobilizado e intangível	21.875	1.308	-	101.734	-78%	133.765
Gastos incorridos com blocos e poços baixados	-	233	-	-	-	-
Baixa de passivo de arrendamento	787	45.893	-	8.713	-	(5.086)
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	7.213	65.142	-89%	42.239	-83%	(271.450)
Depreciação do imobilizado	374.383	-	-	290.911	29%	1.056.711
Amortização do intangível	196.154	-	-	213.505	-8%	731.515
Receita de juros de empréstimos - Yinson	-	(35.460)	-	(13.575)	-	(84.537)
Baixa do recebível Yinson	-	-	-	849.351	-	849.351
Amortização e depreciação	-	198.831	-	-	-	-
Depreciação de direito de uso	159.135	-	-	190.576	-16%	647.533
Apropriação de seguro resultado financeiro	4.998	12.332	-59%	7.682	-35%	23.297
Despesas antecipadas apropriadas no período	61.832	143.225	-57%	141.378	-56%	267.223
Custos apropriados - debêntures e empréstimos	23.695	11.742	2,0x	99.003	-76%	169.356
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(283.930)	(587.680)	-52%	(580.975)	-51%	42.221
Transação com pagamento baseado em ação	(2.946)	-	-	589	-	11.553
Baixa de impostos não recuperáveis	-	-	-	-	-	-
Baixa de direito de uso	-	-	-	-	-	-
Atualização monetária - Aluguel prédio Adm.	-	-	-	-	-	-
Atualização earn-out antigo controlador	(5.137)	(1.142)	4,5x	47.513	-	46.080
Receita de juros com debêntures - partes relacionadas	-	4.906	-	-	-	-
Atualização da provisão para abandono	73.632	32.595	2,3x	95.323	-23%	291.477
Remensuração da provisão de abandono (Impairment)	(11.288)	(6.687)	69%	(0)	-	(9.846)
	745.601	579.916	29%	1.654.677	-55%	5.072.886
Variação em ativos e passivos						
Contas a receber de terceiros	70.879	(46.072)	-	209.860	-66%	857.319
Imposto de renda, contribuição social e outros	5.980	(86.626)	-107%	40.678	-	176.840
Imposto de renda e outros impostos a recolher	97.883	-	-	40.896	2x	45.049
Estoques	158.254	(35.638)	-	(90.651)	-	24.944
Outros ativos	(495.915)	8.430	-59x	(613.135)	-	(953.589)
Crédito com parceiros	52.384	(188.735)	-	33.059	58%	153.673
Fornecedores	(19.128)	588.618	-	(86.593)	-78%	(779.408)
Valores a pagar ao operador	-	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais	(222)	(267)	-17%	(461)	-52%	(708)
Despesas antecipadas	(50.304)	(122.093)	-59%	(131.670)	-62%	(234.997)
Obrigações trabalhistas e pagamento baseado em ações	17.246	(12.289)	-	38.074	-55%	(5.787)
Royalties	(26.489)	(8.034)	3x	6.334	-	16.062
Ativo e passivo mantidos para venda	-	-	-	-	-	-
Reembolsos (gastos) com abandono no período	(20.991)	(120.579)	-83%	(1.724)	12x	(107.044)
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	-	57.418	-	-	-	-
Derivativos de óleo	14.988	(2.283)	-	15.279	-2%	112.051
Adiantamentos	1.419	(111.407)	-	28.546	-	86.978
Contas a receber e a pagar com partes relacionadas	-	-	-	-	-	-
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-
Outros passivos	-	186.649	-	-	-	-
Outras obrigações	944.066	-	-	247.947	281%	650.397
Impostos pagos sobre o lucro	(74.815)	(60.052)	25%	(97.958)	-24%	(242.692)
Caixa líquido proveniente de (usado em) atividades operacionais	1.420.836	626.956	2,3x	1.293.158	10%	4.871.974
Aplicações financeiras	(498.098)	2.437.616	-	(967.286)	-49%	(2.065.158)
Alienação de participação em ativos	335.252	-	-	-	-	335.252
Aumento de capital social em controlada	-	-	-	-	-	-
Financiamentos concedidos - Yinson	-	(3.435)	-	-	-	(26.314)
Depósito vinculado	-	-	-	-	-	-
Adiantamentos para cessão de blocos	-	-	-	-	-	-
Aquisição de imobilizado	(555.527)	(1.145.230)	-51%	(758.322)	-27%	(2.873.951)
Principal recebido - Debêntures partes relacionadas	-	-	-	-	-	-
Valores a pagar por aquisições	(176.655)	-	-	(187.691)	-6%	(788.627)
Aquisição de intangível	(45.508)	(296.969)	15%	(22.168)	2x	(85.987)
Debêntures emitidas - Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-
Caixa restrito	(31.748)	20.746	-	269.355	-	71.176
Recebimento na alienação de ativo mantido para venda	-	-	0%	-	-	-
Alienação da UPGN e 11 campos	(299.634)	-	-	259.305	-	-
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	(1.271.918)	1.012.728	-	(1.406.807)	-10%	(5.433.609)
Custo de transação	-	(130)	-	(47.661)	-	(47.661)
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(351.635)	(285.750)	23%	(459.588)	-23%	(1.706.451)
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	-	(5.143)	-	(246)	-	(1.453)
Recebimento de derivativos (câmbio e dívidas)	74.507	205.040	-64%	(12.421)	-	(32.614)
Recebimento alienação crédito Yinson	-	-	-	1.453.543	-	1.453.543
Pagamento de passivo de arrendamento	(176.153)	(77.340)	2x	(131.409)	34%	(604.728)
Recebimento aporte de capital	-	-	-	-	-	-
Emissão de debêntures	-	-	-	2.786.850	-	2.786.850
Aumento de capital social	-	-	-	5.824	-	5.956
Aumento de reserva de capital	-	-	-	-	-	-
Amortização principal - Empréstimos e debêntures	-	(50.149)	-	(3.598.921)	-	(4.120.596)
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	-	(31.428)	-	(5.357)	-	(21.071)
Dividendos pagos	-	-	-	-	-	-
Empréstimos captados	-	-	-	-	-	379.004
Ações em tesouraria	-	-	-	-	-	187.374
Recebimento Oferta Pública	-	-	-	-	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(453.281)	(244.900)	85%	(9.386)	-	(1.721.847)
Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período	(304.363)	1.394.784	-	(123.035)	2x	(2.283.482)
Caixa e equivalente de caixa no início do período	1.191.319	1.777.754	-33%	(2.694.545)	-	3.171.958
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	2.435	(27.626)	-	7.275	-67%	915
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	889.391	3.171.958	-72%	(2.810.305)	-	889.391
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	(304.363)	1.421.830	-	(123.035)	2x	(2.283.482)

Conteúdo

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras	1
Balanço patrimonial	7
Demonstração do resultado	9
Demonstração do resultado abrangente	10
Demonstração das mutações do patrimônio líquido	11
Demonstração dos fluxos de caixa	12
Demonstração do valor adicionado	13
Notas explicativas às demonstrações financeiras	14



**Shape the future
with confidence**

Centro Empresarial PB 370
Praia de Botafogo, 370
8º ao 10º andar - Botafogo
22250-040 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil
Tel: +55 21 3263-7000
ey.com.br

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos
Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Brava Energia S.A.
Rio de Janeiro - RJ

Opinião com ressalva

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Brava Energia S.A. (Companhia), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito na seção a seguir intitulada “Base para opinião com ressalva”, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Companhia em 31 de dezembro de 2025, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião com ressalva

Conforme mencionado na nota explicativa 2.1.1 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas em 31 de dezembro de 2025, o índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado, previsto nos instrumentos de emissão detalhados, não foi atendido em 31 de dezembro de 2024, resultando no descumprimento de cláusulas restritivas naquela data. Os parágrafos 73 e 74 do CPC 26 (IAS1) determinam que tais dívidas, nestas circunstâncias, sejam reclassificadas do passivo não circulante para o passivo circulante. A Companhia optou por não proceder tal reclassificação e, desta forma, em 31 de dezembro de 2024, o passivo circulante estava subavaliado e o passivo não circulante estava superavaliado em R\$ 4.538.482 mil na controladora e R\$ 7.559.364 mil no consolidado. A opinião de auditoria, do auditor antecessor, sobre as demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 conteve modificação em relação a este assunto. Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025 inclui modificação em decorrência do possível efeito desse assunto sobre a comparabilidade dos valores correspondentes com os valores do exercício corrente.



**Shape the future
with confidence**

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras no Brasil, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A diretoria da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Conforme descrito na seção “Base para opinião com ressalva” acima, em 31 de dezembro de 2024 o índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado, previsto nos instrumentos de emissão detalhados, não foi atendido. Os parágrafos 73 e 74 do CPC 26 (IAS1) determinam que tais dívidas, nestas circunstâncias, sejam reclassificadas do passivo não circulante para o passivo circulante. A Companhia optou por não proceder tal reclassificação e, desta forma, em 31 de dezembro de 2024, o passivo circulante estava subavaliado e o passivo não circulante estava superavaliado em R\$ 4.538.482 mil na controladora e R\$ 7.559.364 mil no consolidado.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Além do assunto descrito na seção “Base para opinião com ressalva”, determinamos que os assuntos descritos abaixo são os principais assuntos de auditoria a serem comunicados em nosso relatório. Para cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.



**Shape the future
with confidence**

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”, incluindo aquelas em relação a esses principais assuntos de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações financeiras. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

Estimativa de provisões para abandono de instalações

Conforme divulgado na nota explicativa 28 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possui provisão para abandono de instalações (ARO – *Asset Retirement Obligation*) no montante de R\$ 3.721.333 mil. Em razão da natureza de suas operações, a Companhia incorre em obrigações relacionadas à restauração e à reabilitação ambiental quando do encerramento das atividades de produção de petróleo e gás em cada área operacional.

A recuperação das áreas e a recomposição do meio ambiente são exigidas tanto pela legislação vigente quanto pelas políticas internas da Companhia. A estimativa dos custos associados a essas atividades futuras envolve julgamento significativo, considerando fatores como a vida útil remanescente de cada área, o tempo necessário para sua reabilitação, bem como premissas econômicas relevantes, incluindo taxa de desconto, taxas de conversão de moeda estrangeira e valores originalmente cotados por fornecedores especializados.

Dada a relevância do valor da provisão para abandono de áreas e o elevado nível de incerteza inerente à determinação dessa estimativa, que pode impactar o valor reconhecido nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, consideramos esse tema como um dos principais assuntos de auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) obtenção do entendimento do processo e controles internos da Companhia relacionados à estimativa da provisão para abandono de instalações; (ii) avaliação dos procedimentos adotados pela Companhia na determinação das estimativas de valor da provisão para restauração de ativos de produção de petróleo e gás; (iii) análise da previsão do momento do abandono, com base nas projeções de produção e estimativa da data limite de economicidade de cada ativo; (iv) com suporte de nossos especialistas de modelos financeiros, avaliamos as premissas utilizadas pela Companhia, incluindo o custo base das áreas a serem abandonadas, taxas de inflação, taxas de desconto e fatores de risco incorporados ao modelo; (v) análise da movimentação contábil da provisão no exercício, incluindo os efeitos relacionados às áreas abandonadas ou restauradas e às obrigações ambientais reconhecidas, considerando as premissas e diretrizes estabelecidas no plano de abandono; (vi) revisão da acurácia aritmética dos cálculos das estimativas, confrontando-os com as informações contábeis; e (vii) avaliação da adequação das divulgações sobre a provisão para obrigações de restauração e reabilitação ambiental quando do abandono das áreas, conforme requeridos pelos normativos contábeis aplicáveis.



**Shape the future
with confidence**

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados para a estimativa de provisões para abandono de instalações, que estão consistentes com a avaliação da diretoria, consideramos aceitáveis os critérios, premissas e calculos preparados pela diretoria, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 28, são aceitáveis, no contexto das demonstrações financeira tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Auditoria dos valores correspondentes

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foram auditadas por outro auditor independente que emitiu relatório em 20 de março de 2025, com parágrafo de ressalva referente a não reclassificação do passivo de longo prazo para o curto prazo dos contratos de Debêntures, devido ao descumprimento de índice financeiro ("covenants"), em atendimento ao parágrafo 73 e 74 do CPC 26 (IAS 1).

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da diretoria da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado, individual e consolidada, foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Responsabilidades da diretoria e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a diretoria é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a diretoria pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.



**Shape the future
with confidence**

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela diretoria.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela diretoria, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.



**Shape the future
with confidence**

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com os requisitos éticos pertinentes, de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar as ameaças ou as salvaguardas aplicadas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 11 de março de 2026.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S/S Ltda.
CRC SP-015199/F

A handwritten signature in purple ink, reading 'Ricardo Gomes Leite', is written over the printed name.

Ricardo Gomes Leite
Contador CRC RJ-107146/O

Balanço patrimonial

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativo					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	8	279.024	567.337	889.391	3.171.958
Aplicação financeira	8.1	2.672.306	-	4.714.621	2.478.729
Caixa restrito	8.2	828	29	39.506	30.622
Contas a receber de terceiros	9	55.515	-	371.363	337.409
Contas a receber - partes relacionadas	27	601.950	151.020	-	-
Estoque	12	126.825	-	749.906	940.407
Créditos com parceiros	10	-	-	-	526.948
Adiantamentos	11	1.266	287	106.444	193.422
Dividendos a receber	27	-	115.882	-	-
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	14.1	160.346	6.705	368.309	317.175
Outros impostos a recuperar	14.2	145.085	699	275.689	483.746
Derivativos	40	179.904	8.348	320.214	67.899
Despesas antecipadas		6.487	2.311	94.120	153.954
Debêntures - partes relacionadas	27	31.065	193.980	-	-
Créditos a receber	13	-	-	-	220.137
Outros ativos		28.897	5	170.840	113.860
		4.289.498	1.046.603	8.100.403	9.036.266
Ativos classificados como mantidos para venda	16	-	-	116.986	169.223
Total do ativo circulante		4.289.498	1.046.603	8.217.389	9.205.489
Não circulante					
Aplicações financeiras	8.1	-	-	2.860.804	3.221.519
Caixa restrito	8.2	330.643	-	334.129	414.189
Créditos com parceiros	10	-	-	373.275	-
Estoque	12	-	-	188.389	76.075
Debêntures - partes relacionadas	27	421.000	5.335.062	-	-
Depósitos judiciais		5.696	5.462	9.008	8.300
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15	618.896	-	1.546.660	1.054.977
Outros impostos a recuperar	14.2	38.720	6	39.099	125.886
Despesas antecipadas		3.941	132	15.025	10.714
Créditos a receber	13	-	-	-	2.268.396
Derivativos	40	-	-	5.100	35.607
Outros ativos		6.514	-	11.346	19.297
		1.425.410	5.340.662	5.382.835	7.234.960
Adiantamento para cessão de blocos		-	-	1.600	1.600
Investimentos	17	15.005.334	11.909.897	-	-
Imobilizado	18	5.564.243	23.596	16.783.525	14.837.652
Intangível	19	1.854.152	36.107	8.056.284	8.695.830
Direito de uso	30	4.259.040	5.218	4.266.642	4.488.216
Total do ativo não circulante		28.108.179	17.315.480	34.490.886	35.258.258
Total do ativo		32.397.677	18.362.083	42.708.275	44.463.747

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Balanço patrimonial

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Passivo					
Circulante					
Fornecedores	20	508.098	15.239	1.450.081	2.402.869
Empréstimos e financiamentos	21	184.842	49.304	473.764	668.577
Arrendamentos	30	170.881	3.677	178.087	365.556
Obrigações trabalhistas		101.168	53.300	182.338	188.125
Pagamento baseado em ações		4.674	-	6.091	-
Contas a pagar - partes relacionadas	27	66.633	2.487	-	-
Dividendos a pagar	31	57.433	14	57.433	14
Adiantamento de clientes	23	-	-	923.736	-
Valores a pagar por aquisições	25	-	-	727.276	940.444
Provisão para abandono	28	7.021	-	484.962	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	24.1	69.353	4.137	212.158	120.444
Outros impostos a recolher	24.2	8.297	7.484	118.691	113.739
Provisão para pagamento de Royalties		15.123	-	51.223	35.161
Debêntures	22	565.871	124.405	565.871	272.863
Debêntures - partes relacionadas	27	-	-	-	21.534
Derivativos	40	-	-	2.262	22.627
Outras obrigações	26	183.298	2.805	320.001	258.123
		1.942.692	262.852	5.753.974	5.410.076
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	16	-	-	24.102	28.172
Total do passivo circulante		1.942.692	262.852	5.778.076	5.438.248
Fornecedores	20	528.154	-	528.154	749.331
Empréstimos e financiamentos	21	374.412	190.270	3.096.106	3.609.989
Derivativos	40	45.093	-	45.093	23.638
Arrendamentos	30	4.060.395	2.740	4.062.392	4.150.336
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15	835.415	-	892.630	652.212
Provisão para contingências	29	21.707	3.437	35.597	3.559
Valores a pagar por aquisições	25	-	-	817.900	1.483.356
Provisão para abandono	28	376.913	-	3.236.371	3.324.911
Debêntures	22	12.312.316	7.167.194	12.312.316	14.392.631
Outros impostos a recolher	24.2	6.108	-	6.108	6.108
Outras obrigações	26	120.284	44.520	123.344	105.757
Total do passivo não circulante		18.680.797	7.408.161	25.156.011	28.501.828
Patrimônio líquido	31				
Capital social		11.977.517	11.971.561	11.977.517	11.971.561
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		(1.000.254)	(1.025.691)	(1.000.254)	(1.193.090)
Reserva de lucros		741.298	19.487	741.298	19.487
Ajuste de avaliação patrimonial		55.627	357.708	55.627	357.708
Lucro / (prejuízo) acumulado		-	(631.995)	-	(631.995)
Total do patrimônio líquido		11.774.188	10.691.070	11.774.188	10.523.671
Total do passivo e patrimônio líquido		32.397.677	18.362.083	42.708.275	44.463.747

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração do resultado

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Receita líquida	33	1.342.261	-	11.622.991	8.726.361
Custo dos produtos vendidos	34	(890.583)	-	(8.520.457)	(6.397.784)
Lucro bruto		451.678	-	3.102.534	2.328.577
Despesas gerais e administrativas	35	(65.928)	(101.738)	(601.341)	(645.686)
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	36	(20.778)	-	(62.055)	(25.765)
Outras receitas / (despesas) operacionais, líquidas	37	(39.719)	28.271	(222.955)	868.847
Provisão no valor recuperável de ativos	37.1	-	-	-	(28.705)
		(126.425)	(73.467)	(886.351)	168.691
Resultado de equivalência patrimonial	17	1.410.236	(335.137)	-	-
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e do imposto de renda e da contribuição social		1.735.489	(408.604)	2.216.183	2.497.268
Receitas financeiras	38	1.406.086	346.209	3.500.720	1.110.024
Despesas financeiras	38	(2.542.994)	(843.159)	(4.263.457)	(4.937.085)
		(1.136.908)	(496.950)	(762.737)	(3.827.061)
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social		598.581	(905.554)	1.453.446	(1.329.793)
Imposto de renda e contribuição social correntes	15	(69.141)	(4.137)	(294.309)	(111.097)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15	881.785	-	252.088	531.199
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		1.411.225	(909.691)	1.411.225	(909.691)
Resultado básico por ação (em R\$ por ação)	39	3,04	(2,72)	3,04	(2,72)
Resultado diluído por ação (em R\$ por ação)	39	3,02	(2,72)	3,02	(2,72)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração do Resultado Abrangente

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Lucro do exercício	1.411.225	(909.691)	1.411.225	(909.691)
Itens que podem ser subsequentemente reclassificados para o resultado:				
Ajuste de conversão	(302.081)	175.955	(302.081)	175.955
Total de resultados abrangente do exercício	1.109.144	(733.736)	1.109.144	(733.736)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração das mutações do patrimônio líquido

(Em milhares de reais)

	Notas	Capital social	Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria	Reserva de lucros				Ajuste de avaliação patrimonial	Total	Participação de não controladores	Total do patrimônio líquido
				Reserva legal	Reserva de investimentos e expansão	Reserva de incentivo fiscal	Lucros / (Prejuízos) acumulados				
Saldo em 01 de Janeiro de 2024		5.055.783	58.138	19.487	277.696	-	-	81.333	5.492.437	72.653	5.565.090
Prejuízo do exercício		-	-	-	-	-	(909.691)	-	(909.691)	-	(909.691)
Absorção de prejuízos à reserva de lucros		-	-	-	(277.696)	-	277.696	-	-	-	-
Participação dos lucros de não controlador - janeiro a julho de 2024		-	-	-	-	-	-	-	-	3.243	3.243
Aquisição de controladas		6.908.442	(1.051.881)	-	-	-	-	-	5.856.561	(75.896)	5.780.665
Transações com pagamentos baseados em ações		7.336	(16.066)	-	-	-	-	-	(8.730)	-	(8.730)
Ganho / (perda) na incorporação de controladas		-	(15.882)	-	-	-	-	100.420	84.538	-	84.538
Ações em tesouraria		-	(167.399)	-	-	-	-	-	(167.399)	-	(167.399)
Ajuste acumulado de conversão		-	-	-	-	-	-	175.955	175.955	-	175.955
Saldo em 31 de dezembro de 2024		11.971.561	(1.193.090)	19.487	-	-	(631.995)	357.708	10.523.671	-	10.523.671
Absorção de reserva legal prejuízo acumulado	31	-	-	(19.487)	-	-	19.487	-	-	-	-
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	1.411.225	-	1.411.225	-	1.411.225
Constituição de reserva legal		-	-	39.936	-	-	(39.936)	-	-	-	-
Recomposição da reserva de incentivo fiscal 2024		-	-	-	-	428.844	(428.844)	-	-	-	-
Destinação de reserva de incentivo fiscal do ano corrente		-	-	-	-	100.262	(100.262)	-	-	-	-
Dividendos mínimos obrigatórios		-	-	-	-	-	(57.419)	-	(57.419)	-	(57.419)
Constituição de reserva de investimentos e expansão		-	-	-	172.256	-	(172.256)	-	-	-	-
Transações com pagamentos baseados em ações		5.956	5.462	-	-	-	-	-	11.418	-	11.418
Alienação de ações em tesouraria		-	167.149	-	-	-	-	-	167.149	-	167.149
Ganho na alienação de ações em tesouraria		-	20.225	-	-	-	-	-	20.225	-	20.225
Ajuste acumulado de conversão		-	-	-	-	-	-	(302.081)	(302.081)	-	(302.081)
Saldo em 31 de dezembro de 2025		11.977.517	(1.000.254)	39.936	172.256	529.106	-	55.627	11.774.188	-	11.774.188

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração dos fluxos de caixa

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro (Prejuízo) do exercício	1.411.225	(909.691)	1.411.225	(909.691)
Ajustes por:				
Equivalência patrimonial	(1.410.236)	335.137	-	-
Resultado de aplicações financeiras	-	(32.662)	(514.768)	(457.734)
Atualização de depósitos judiciais	-	(131)	-	(131)
Juros de dívida	917.450	356.783	2.191.078	1.383.267
Ajuste a valor presente	(28.488)	29.044	24.918	(12.614)
Derivativos não realizados	187.399	309.069	(1.166.448)	786.421
Varição cambial não realizada	(196.978)	16.301	(886.082)	1.096.603
Provisões (reversões) para contingências	13.539	319	32.038	352
Baixa do recebível Yinson	849.351	-	849.351	-
Resultado de alienação de participação em ativos	-	-	(297.542)	(720.319)
Constituição / reversão impairment	-	-	-	28.705
Constituição / reversão de provisão estimada com crédito de liquidação duvidosa	-	-	210.129	-
Baixas, perdas, obsolescência de estoques	-	-	169.175	-
Baixa de Imobilizado, intangível e direito de uso	64.954	4	133.765	1.009
Gastos incorridos com blocos e poços baixados	-	-	-	557
Baixa de passivo de arrendamento	-	-	(5.086)	(8.668)
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	45.795	50.762	(271.450)	731.700
Atualização earn-out antigo controlador	46.080	(28.643)	46.080	(28.643)
Atualização da provisão para abandono	10.650	-	291.477	128.246
Remensuração da provisão de abandono	(47.113)	-	(9.846)	(361.125)
Receita com debêntures - Partes relacionadas	(593.271)	(270.604)	-	4.906
Receita de juros de empréstimos - Yinson	-	-	(84.537)	(57.439)
Depreciação do imobilizado	255.035	2.305	1.056.711	527.184
Amortização do intangível	106.715	6.137	731.515	525.325
Depreciação do direito de uso	286.706	3.131	647.533	193.696
Apropriação de seguro resultado financeiro	1.991	-	23.297	35.681
Despesas antecipadas apropriadas no exercício	11.170	-	267.223	232.751
Custos apropriados - debêntures e empréstimos	110.025	31.729	169.356	188.157
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(881.785)	-	(252.088)	(531.199)
Imposto de renda e contribuição social corrente	69.141	4.137	294.309	111.097
Transações com pagamentos baseados em ações	7.081	(16.066)	11.553	(16.066)
	1.236.436	(112.939)	5.072.886	2.872.028
Varição nos ativos e passivos				
Contas a receber de terceiros	(16.365)	-	857.319	184.670
Imposto de renda, contribuição social a recuperar	2.137	(6.674)	(51.134)	(105.074)
Outros impostos a recuperar	56.028	5.384	227.974	(260.989)
Estoque	(26.963)	-	24.944	(185.378)
Outros ativos	6.997	25	(461.906)	295.911
Imposto de renda, contribuição social a recolher	(37.204)	(2.240)	40.097	197.113
Outros impostos a recolher	(12.515)	(442)	4.952	(48.786)
Créditos com parceiros	-	-	153.673	(526.948)
Adiantamentos	(814)	1.297	86.978	(134.844)
Fornecedores	(140.732)	1.361	(779.408)	163.526
Depósitos judiciais	(234)	919	(708)	36
Despesas antecipadas	(14.633)	3.181	(234.997)	(268.544)
Obrigações trabalhistas	30.837	17.740	(5.787)	16.006
Royalties	(2.726)	-	16.062	(7.995)
Reembolsos (gastos) com abandono no exercício	(2.986)	-	(107.044)	(106.608)
Derivativos	(96.349)	30.752	112.051	(2.283)
Contas a receber e a pagar com partes relacionadas	(47.602)	(196.427)	-	(4.184)
Outras obrigações	203.248	3.716	158.714	19.837
Caixa (consumido nas) gerado pelas atividades operacionais	1.136.560	(254.347)	5.114.666	2.097.494
Impostos pagos sobre o lucro	-	-	(242.692)	(243.434)
Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades operacionais	1.136.560	(254.347)	4.871.974	1.854.060
Fluxo de caixa das atividades de investimento				
Aplicações financeiras	(887.719)	32.662	(2.065.158)	2.753.185
Alienação de participação em ativos	-	-	335.252	1.695.666
Financiamentos concedidos - Yinson	-	-	(26.314)	(7.013)
Aumento de capital social em controlada	(3.313.926)	(1.525.000)	-	-
Incorporação de saldo de caixa e equivalente de caixa da Enauta Participações	(1.192)	992.524	-	-
Aquisição de imobilizado	(263.286)	(10.963)	(2.873.951)	(2.644.830)
Aquisição de intangível	(50.278)	(16.992)	(85.987)	(330.105)
Caixa restrito	(236.281)	40.190	71.176	(32.828)
Debêntures emitidas - partes relacionadas	-	(585.000)	-	15.000
Juros recebidos - Debêntures partes relacionadas	308.002	251.730	-	-
Principal recebido - Debêntures partes relacionadas	846.983	864.270	-	-
Valores a pagar por aquisições	-	(36.609)	(788.627)	(473.465)
Dividendos recebidos - Partes relacionadas	115.882	343.568	-	-
Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades de investimento	(3.481.815)	350.380	(5.433.609)	975.610
Fluxo de caixa das atividades de financiamento				
Custo de transação - empréstimos e debêntures	(47.661)	(13.924)	(47.661)	(94.284)
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(1.032.506)	(408.259)	(1.706.451)	(1.081.237)
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	-	-	(1.453)	(5.143)
Derivativos (câmbio e dívidas)	(33.718)	-	(32.614)	205.040
Recebimento alienação crédito Yinson	1.453.543	-	1.453.543	-
Pagamento de passivos de arrendamento	(267.354)	(4.320)	(604.728)	(150.227)
Emissão de debêntures	2.786.850	900.000	2.786.850	900.000
Amortização principal - empréstimos e debêntures	(808.953)	(993.333)	(4.120.596)	(3.929.463)
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	-	-	(21.071)	(31.428)
Dividendos pagos	-	(92.560)	-	(94.531)
Ações em tesouraria	-	-	187.374	(167.399)
Aumento de capital social	5.956	7.336	5.956	7.336
Empréstimos captados	-	200.000	379.004	2.984.350
Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades de financiamento	2.056.157	(405.060)	(1.721.847)	(1.456.986)
Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa	(289.098)	(309.027)	(2.283.482)	1.372.684
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	567.337	876.332	3.171.958	1.754.106
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	785	32	915	45.168
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	279.024	567.337	889.391	3.171.958
Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa	(289.098)	(309.027)	(2.283.482)	1.372.684

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração do valor adicionado

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Receita líquida	1.342.261	-	11.622.991	8.726.361
Vendas de óleo e gás	1.342.261	-	6.222.534	2.560.852
Vendas de derivados do petróleo	-	-	5.302.731	6.021.887
Outras receitas	-	-	97.726	143.622
Insumos adquiridos de terceiros	(996.191)	(63.282)	(7.493.285)	(5.718.327)
Custos dos produtos, mercadorias e serviços vendidos	(886.464)	-	(5.486.375)	(3.882.206)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(109.727)	(63.282)	(2.006.910)	(1.807.416)
Provisão no valor recuperável de ativos	-	-	-	(28.705)
Valor adicionado bruto	346.070	(63.282)	4.129.706	3.008.034
Depreciação e amortização	(648.456)	(11.572)	(2.435.759)	(1.246.205)
Valor adicionado líquido produzido pela Companhia	(302.386)	(74.854)	1.693.947	1.761.829
Valor adicionado recebido em transferência				
Resultado da equivalência patrimonial	1.410.236	(335.137)	-	-
Receitas financeiras	1.406.086	346.209	3.500.720	1.110.024
Valor adicionado total a distribuir	2.513.936	(63.782)	5.194.667	2.871.853
Distribuição do valor adicionado	2.513.936	(63.782)	5.194.667	2.871.853
Com pessoal	(25.159)	(1.770)	360.109	347.895
Remuneração direta	162.733	(29.933)	264.795	267.033
Benefícios	(199.781)	18.140	61.817	51.149
FGTS	11.815	10.023	31.972	27.890
Outros	74	-	1.525	1.823
Impostos, taxas e contribuições	(772.285)	54.804	131.593	(321.888)
Federais	(773.965)	54.804	120.909	(330.167)
Estaduais	1.657	-	2.377	1.208
Municipais	23	-	8.307	7.071
Remuneração de capitais de terceiros	1.900.155	792.875	3.291.740	3.755.537
Juros	1.354.670	731.736	2.302.926	2.613.139
Aluguéis	8.476	(22.245)	99.208	55.965
Outras	537.009	83.384	889.606	1.086.433
Remuneração de capital próprio	1.411.225	(909.691)	1.411.225	(909.691)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	1.411.225	(909.691)	1.411.225	(909.691)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

1 . Contexto operacional

A Brava Energia S.A. (“Companhia” ou “Brava”) é uma sociedade anônima de capital aberto, constituída em 17 de junho de 2010. A sede da Companhia fica situada na Praia de Botafogo, 186, 16º andar, Botafogo, Rio de Janeiro. A Brava atua no setor de óleo e gás com foco em redesenvolvimento de campos maduros em produção localizados em terra (*onshore*), em águas rasas (*shallow-water*), e águas profundas (*offshore*) detendo qualificação de Operador “A” perante a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”).

A Companhia tem por objeto social: (a) explorar, produzir e refinar petróleo e seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, incluindo, sem limitação, as bacias sedimentares brasileiras às quais a ANP tenha concedido licenças, bem como bacias sedimentares no exterior; (b) realizar a importação e exportação de petróleo e quaisquer derivados assim produzidos; e (c) participar de outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, no país ou no exterior, que atuem em atividades relacionadas ao objeto social da Companhia.

Estrutura societária

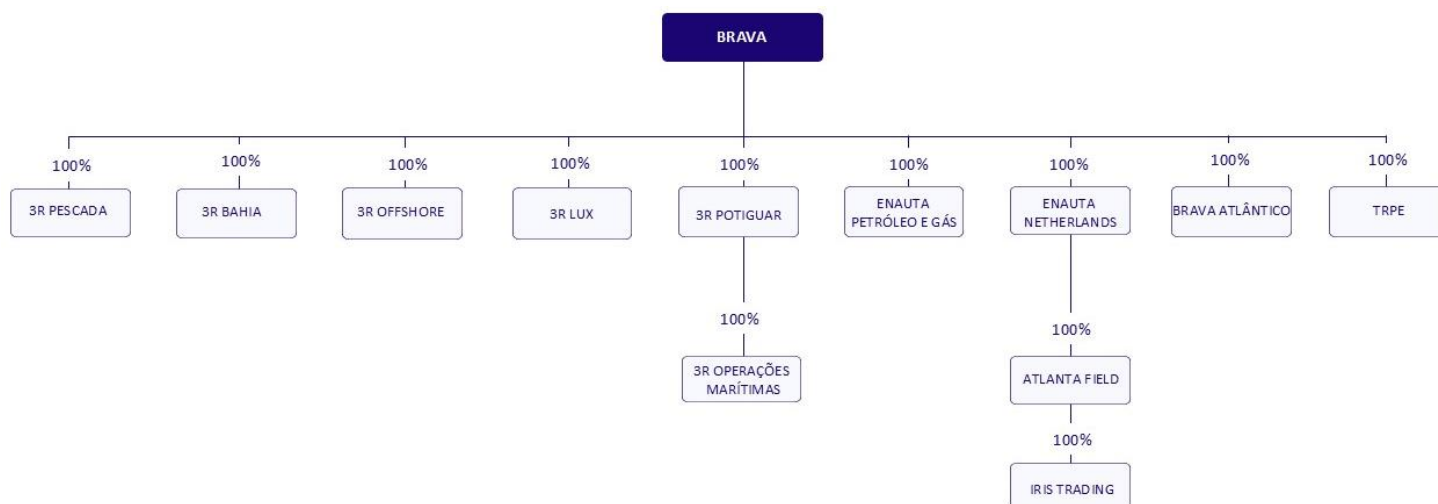
Em 31 de dezembro 2025, a Brava detém 100% do capital social direto e indireto das seguintes sociedades (“Grupo”): 3R Bahia S.A. (“3R Bahia”), 3R Pescada S.A. (“3R Pescada”), 3R Potiguar S.A. (“3R Potiguar”), 3R Operações Marítimas S.A. (“3R Operações Marítimas”), 3R Petroleum Offshore S.A. (“3R Offshore”), 3R Lux S.à.r.l. (“3R Lux”), Enauta Petróleo e Gás Ltda. (“Enauta Petróleo e Gás”), Enauta Netherlands B.V. (“Enauta Netherlands”), Atlanta Field B.V. (“Atlanta Field”), Iris Trading SA (“Iris Trading”), Brava Atlântico Energia S.A. (“Brava Atlântico”) e Terminal de Regaseificação de GNL de Pernambuco Ltda. (“TRPE”).

Em 28 de fevereiro de 2025, a Administração deliberou pelo encerramento da Enauta Finance, subsidiária da Brava Energia situada na Holanda. A referida sociedade não apresentava atividades operacionais e não representa impacto relevante nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Em virtude de reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de maio de 2025, a subsidiária 3R RNCE foi incorporada pela 3R Potiguar e em 01 de agosto de 2025, a Enauta Energia S.A. (“Enauta Energia”), subsidiária da Brava, foi incorporada pela Companhia. A reorganização teve como objetivo simplificar a estrutura organizacional unificando as operações de determinadas subsidiárias, otimizando a gestão operacional e, consequentemente, gerando eficiência nos custos operacionais e administrativos.

Em 18 de novembro de 2025, foi aprovado pelo CADE o processo de aquisição de 100% das participações societárias detidas pela Edge Participações Ltda. (“Edge Participações”) na Brava Atlântico e TRPE. A aquisição foi realizada em dezembro de 2025 mediante contrato de opção de compra, no valor de R\$ 39.122, firmado entre a Companhia e a Edge Participações e tem como objetivo a aquisição de projeto para possível desenvolvimento de terminal de gás natural liquefeito (“GNL”) e usinas termelétricas localizados em Suape/PE. As empresas adquiridas não possuíam operação na data da aquisição.

Sendo assim, a estrutura societária em 31 de dezembro de 2025 passou a ser conforme apresentada abaixo:



Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Brava

A Companhia é operadora com 100% de participação no bloco BAR-M-387, localizado na bacia de Barreirinhas, no Maranhão, adquirido na 11ª rodada de licitações da ANP, tendo pago R\$ 778 de bônus de assinatura. Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia já havia cumprido 98% do Programa Exploratório Mínimo ("PEM") desse bloco, restando somente 2,40098 UTs de PEM. Em 05 de janeiro de 2026, a Companhia comunicou à ANP acerca da devolução deste bloco e o 1º Período Exploratório foi encerrado em 09 de janeiro de 2026.

Como consequência da incorporação da Enauta Energia, a Brava passou a ser Operador "A" perante a ANP com 80% de participação no campo de Atlanta e Oliva (Bloco BS-4), a qual pertencia à Enauta Energia antes da incorporação, sendo o restante 20% detido pela Westlawn Americas Offshore LLC ("WAO"). Os custos são compartilhados com o parceiro na proporção de 20% desde setembro de 2024, quando houve a conclusão da transação de compra e venda entre a Enauta Energia e a WAO. Além desse ativo a Brava também incorporou 45% do campo de Manati.

A Companhia também passou a ter participação em blocos exploratórios nas bacias do Paraná (blocos PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86 e PAR-T-99), Sergipe-Alagoas (blocos SEAL-M-351, SEAL-M-428, SEAL-M-501, SEAL-M-503, SEAL-M-430, SEAL-M-573, SEAL-M-505, SEAL-M-575, SEAL-M-637), Pará-Maranhão (blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337) e Foz do Amazonas (bloco FZA-M-90), as quais eram pertencentes à Enauta Energia.

Campo de Atlanta (Bloco BS-4)

Localizado em águas profundas, na Bacia de Santos, o campo de Atlanta teve sua produção iniciada em maio de 2018. Em 11 de setembro de 2024 o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) emitiu a licença de operação do FPSO Atlanta. O Sistema Definitivo do FPSO Atlanta entrou em operação em 30 de dezembro de 2024.

Campo de Manati (Bloco BCAM-40)

Localizado em águas rasas, na Bacia de Camamu-Almada, no litoral do estado da Bahia, o campo de Manati possui seis poços interligados por linhas submarinas à uma plataforma fixa de produção (PMNT-1). A Brava possui 45% de participação neste campo, sendo a Petrobras Operadora com 35% de participação e Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda, com 10% de participação e a GBS Estocagem de Gás Natural S.A. ("Gas Bridge") com 10% de participação.

Enauta Petróleo e Gás

A Enauta Petróleo e Gás é controlada direta da Brava a partir de 1º de novembro de 2024. Possui participação de 23% nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, no Parque das Conchas, na Bacia de Campos (BC-10), que têm atualmente os contratos de concessão com vigência até 2032. A conclusão desta transação de compra e venda ocorreu em 30 de dezembro de 2024, após o atendimento de todas as condições precedentes.

A Enauta Petróleo e Gás é uma sociedade limitada e tem como principal objeto social o investimento em ativos, em áreas territoriais ou marítimas, relacionadas com o segmento de energia no Brasil, a exploração, produção e comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e hidrocarbonetos fluídos, a exportação e importação de bens, máquina, equipamentos e insumos relacionados às suas atividades fins, participação em outras sociedades, simples ou empresárias, como sócia, acionista ou quotista, podendo ainda representar sociedade nacionais ou estrangeiras e o exercício de atividades relacionadas ao seu objeto social.

3R Offshore

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de aquisição de participação societária adicional de 15% da 3R Offshore, passando a possuir 100% da 3R Offshore. A 3R Offshore é operadora e detém 100% de participação no Polo Peroá e 62,5% do Polo Papa Terra, sendo 37,5% detido pela Nova Técnica Energy Ltda ("NTE"), cujo processo de disputa encontra-se em fase final, conforme descrito abaixo.

Adicionalmente, a 3R Offshore é concessionária de 100% do campo de Camarão que se encontra com o contrato suspenso aguardando a finalização da devolução do campo de Camarão Norte. A Companhia reavaliou os seus investimentos neste campo e, em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 manteve constituída a provisão de *impairment* da totalidade do ativo.

Polo Peroá

O Polo Peroá compreende os campos de produção de Peroá e Cangoá, localizados em águas rasas na Bacia do Espírito Santo e o Bloco BM-ES-21 (Malombe), localizado em águas profundas, na mesma Bacia.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Campo Papa-Terra

O campo de Papa-Terra compreende o campo de produção de Papa-Terra localizados em águas profundas na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro e sua descoberta ocorreu em 2003 e o início de sua produção em novembro de 2013. O ativo é composto da FPSO (3R-3) e a plataforma do tipo TLWP (3R-2).

Em 16 de abril de 2024 a 3R Offshore, com base no Joint Operating Agreement, exerceu o direito de cessão compulsória (“*forfeiture*”) da participação indivisa de 37,5% da NTE no consórcio pela inadimplência financeira da NTE. Após o *forfeiture*, a NTE iniciou, em 03 de maio de 2024, um procedimento arbitral (“Arbitragem”). Em paralelo à Arbitragem, a NTE obteve, em 19 de julho de 2024, perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, uma decisão liminar suspendendo o processo de aprovação pela ANP da cessão de sua participação iniciada pela 3R Offshore até a decisão do Tribunal Arbitral, constituído em março de 2025.

Em 18 de julho de 2025, foi proferida decisão pelo Tribunal Arbitral que determinou, em caráter provisório, que a NTE pague as despesas do consórcio, na proporção correspondente à participação por ela originalmente detida, até que seja proferida decisão final na Arbitragem. Conforme determinado pelo Tribunal Arbitral, caso essas despesas não sejam pagas pela NTE, incidirão as penalidades contratualmente previstas. Caso sejam quitados integralmente os valores em aberto, os direitos da NTE no consórcio serão restabelecidos, até que seja proferida decisão final do tribunal arbitral sobre os temas em disputa, incluindo a validade do *forfeiture* exercido pela 3R Offshore (nota explicativa 43).

3R Potiguar

Em 01 de maio de 2025, a 3R RNCE foi incorporada pela 3R Potiguar e, portanto, a 3R Potiguar passou a ser detentora e operadora dos campos terrestres em fase de produção com 100% de participação em todas as concessões dos Polos Macau e Fazenda Belém e dos campos de Ponta do Mel e Redonda, bem como os blocos exploratórios POT-T-326, POT-T-353, POT-T-437, POT-T-524, POT-T-525 e POT-T-568.

Polo Potiguar

O Polo Potiguar contempla (i) a concessão de um conjunto de 22 campos de óleo e gás, bem como toda a infraestrutura e sistemas de dutos que suportam a operação e (ii) instalações do Ativo Industrial de Guamaré (“AIG”), que compreende as unidades de processamento de gás natural (UPGNs), a refinaria de Clara Camarão e o Terminal Aquaviário de Guamaré (Terminal de Uso Privado), com ampla capacidade de estocagem e sistemas que permitem a exportação, importação e cabotagem de óleo e derivados.

O Polo Potiguar abarca três subpolos de concessões: (i) Canto do Amaro, que é formado por doze concessões de produção onshore; (ii) Alto do Rodrigues, que é formado por sete concessões de produção onshore; e (iii) Ubarana, que é formado por três concessões localizadas em águas rasas, entre 10 e 22 km da costa do município de Guamaré. A logística do Polo é otimizada pela integração dos campos de produção com uma extensa rede de dutos que transportam os fluidos produzidos até as instalações de processamento e tancagem localizadas no AIG.

O campo de Angico, localizado no subpolo de Alto do Rodrigues, faz parte de um Acordo de Individualização da Produção (AIP) firmado com os campos de Sabiá da Mata e Janduí. O AIP visa regular a exploração de reservatórios compartilhados entre áreas distintas. A operação do AIP, perante a ANP, é de responsabilidade da PetroRecôncavo.

Polo Areia Branca

Os campos terrestres de Ponta do Mel e Redonda são localizados no município de Areia Branca, na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte.

Polo Macau

O Polo Macau é composto por 6 campos terrestres: Macau, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão, Sanhaçu e Carcará, situados na bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte.

Polo Fazenda Belém

O Polo Fazenda Belém consiste nos campos terrestres: Fazenda Belém e Icapuí, situados na bacia Potiguar, no Estado do Ceará.

Adicionalmente, em julho de 2024, a 3R Potiguar adquiriu 3 blocos exploratórios no 4º Ciclo de Oferta Permanente (POT-T-403, POT-T-488 e POT-T-531). O prazo de exploração destes blocos são 5 anos.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

3R Operações Marítimas

Constituída em 01 de abril de 2022 a 3R Operações Marítimas é controlada diretamente e integralmente pela 3R Potiguar e indiretamente pela Brava com a finalidade de prestar serviços portuários para sua controladora e terceiros.

3R Bahia**Polo Recôncavo**

O Polo Recôncavo compreende 12 campos terrestres: Aratu, Ilha de Bimbarra, Massuí, Candeias, Cexis, Socorro, Dom João, Pariri, Socorro Extensão, São Domingos, Cambacica e Guanambi, situados na Bacia Recôncavo, no Estado da Bahia. A 3R Bahia é operadora com 100% de participação nessas concessões, com exceção de Cambacica e Guanambi, nas quais possui participação de 75% (25% da Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda.) e 80% (20% da Sonangol Guanambi Exploracao e Producao de Petroleo Ltda.), respectivamente.

Polo Rio Ventura

O Polo Rio Ventura é composto por 5 campos terrestres: Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, e Tapiranga Norte, situados na bacia Recôncavo, no Estado da Bahia. A 3R Bahia opera com 100% de participação nestes campos.

O campo de Bonsucesso integra um AIP firmado com o campo de Gomo, operado pela PetroRecôncavo. Nesse AIP, a Brava atua como operadora perante a ANP.

3R Pescada (Pescada e Arabaiana)

A 3R Pescada detém 35% de participação nos campos marítimos de Pescada, Arabaiana e Dentão, situados na plataforma continental da bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. Esses campos estão em fase de produção e são operados pela Petrobras, que detém os 65% restantes de participação.

Em 09 de julho de 2020 a controlada 3R Pescada firmou contrato para a aquisição de 65% de participação restante da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, entretanto essa aquisição ainda não está concluída, encontrando-se em fase de aprovação de transferência dos contratos de concessão, conforme nota explicativa 41 (b).

3R Lux

Constituída em 13 de junho de 2022, em Luxemburgo, a 3R Lux é controlada diretamente em sua totalidade pela Brava com a finalidade de adquirir participações, administrar negócios e negociar recursos financeiros em mercados internos e externos.

Enauta Netherlands

A Enauta Netherlands, com sede na Holanda, passou a ser controlada direta da Brava em 1º de agosto de 2025, após a incorporação da empresa Enauta Energia pela Brava (nota explicativa 1 – estrutura societária). A Enauta Netherlands tem como finalidade constituir, gerenciar e supervisionar empresas, realizar todos os tipos de atividades industriais e comerciais.

Atlanta Field

A Atlanta Field, com sede na Holanda, é controlada direta da Enauta Netherlands e passou a ser controlada indireta da Brava em 1º de novembro de 2024. A Atlanta Field tem como finalidade a aquisição, orçamento, construção, compra, venda, locação, arrendamento ou afretamento de materiais e equipamentos a serem utilizados para a exploração de hidrocarbonetos e, ainda, adquirir, participar e administrar e supervisionar negócios e sociedades. À época de sua constituição, foi criada visando a parceria com os não operadores na concessão do Bloco BS-4, no contexto do regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens ("REPETRO").

Iris Trading

A Iris Trading possui sede na Suíça e foi constituída em 26 de novembro de 2024 como uma subsidiária direta da Atlanta Field, sendo, portanto, uma controlada indireta da Companhia. O objetivo de sua constituição é o exercício de atividades de importação e exportação, comércio, marketing, fornecimento, distribuição, entre outras atividades no setor do petróleo, gás e energia.

Brava Atlântico

A Brava Atlântico possui como principal objetivo a geração e o comércio de energia elétrica. Em dezembro de 2025, a Brava Atlântico foi adquirida pela Companhia com a finalidade de viabilizar projetos de usinas termelétricas em Suape/PE.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

TRPE

A TRPE possui sede na cidade de Cabo de Santo Agostinho, Pernambuco e seu principal objetivo é a distribuição de combustíveis gasosos por redes urbanas. Em dezembro de 2025, a TRPE foi adquirida pela Companhia com a finalidade de viabilizar projeto de desenvolvimento de terminal de GNL em Suape/PE.

Eventos relevantes ocorridos no exercício**Venda de concessões no Rio Grande do Norte**

Em 07 de fevereiro de 2025, a Companhia assinou junto ao consórcio formado por Azevedo e Travassos Petróleo S. A. ("A&T") e Petro-Victory Energy Corp. ("PVE"), contrato para venda de 11 concessões de óleo e gás *onshore* localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte.

O valor total da transação é de US\$ 15.000, sendo: (i) US\$ 600 desembolsados na assinatura do contrato; (ii) US\$ 2.900 a serem pagos no fechamento da transação; (iii) US\$ 8.000 a serem pagos em duas parcelas diferidas em 12 e 24 meses após o fechamento da transação; e (iv) US\$ 3.500 a serem pagos em até oito anos, em formato de percentual da produção dos campos, com garantia firme de pagamento. O contrato prevê: (i) que todo o óleo produzido durante o período de transição seja vendido para a refinaria da Brava Energia e sua geração de caixa abatida do valor da transação e (ii) que o consórcio comprador assumira a responsabilidade pelo abandono do ativo, estimado em aproximadamente US\$ 21.000 pela Companhia. A conclusão da transação está sujeita a condições precedentes, em especial à aprovação da ANP, dentre outros.

Os ativos e passivos relacionados com esta operação foram reclassificados como mantidos para venda em dezembro de 2024, em decorrência desta negociação, vide nota explicativa 16.

Encerramento das atividades da Enauta Finance

Em 28 de fevereiro de 2025, a Administração deliberou pelo encerramento da Enauta Finance subsidiária da Brava Energia situada na Holanda. A referida sociedade não apresentava atividades operacionais e não representa impacto relevante nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Obtenção de Waiver referente cláusulas restritivas (covenants)

Em 11 de março de 2025 em Assembleia Geral dos Debenturistas ("AGD") da 4ª Emissão da 3R Potiguar, bem como, no dia 14 de março de 2025, em AGDs das 3ª e 4ª Emissões da Brava (atual denominação da 3R Petróleo Óleo e Gás S.A.) e da 3ª e 4ª Emissões da Enauta Participações S.A. (sucederda pela Brava), obteve a aprovação de anuência prévia (*waiver*) para alteração temporária do limite máximo do índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA (até o cálculo decorrente do 3º ITR de 2025, inclusive), e ainda, para que o referido índice passe a ser calculado em dólares norte-americanos (US\$) conforme prazos estabelecidos nos respectivos editais de convocação, mediante contrapartidas e condições estabelecidas nas deliberações das respectivas AGDs.

Para o exercício de 2025, a Companhia cumpriu com todos os *covenants* estabelecidos.

Relatório de Certificação de Reservas

A Companhia concluiu em 24 de março de 2025, através da certificadora internacional independente DeGolyer and MacNaughton, a reavaliação das reservas dos ativos agrupados por bacia, na data-base de 31 de dezembro de 2024. A certificação contempla 100% dos ativos *onshore* da Bacia Potiguar e da Bacia do Recôncavo, 80% de Atlanta, 45% de Manati, 100% de Peroá e 62,5% de Papa-Terra. Os campos de águas rasas no Rio Grande do Norte (Pescada e Ubarana) e os campos de Parque das Conchas (BC-10) não foram incluídos no escopo da certificação.

Considerando o portfólio consolidado, a Companhia passa a dispor de 479 milhões de barris óleo equivalente ("boe") de reservas provadas (1P) e 605 milhões de boe são reservas provadas mais prováveis (2P) considerando os ativos mencionados acima. Do total de reservas 1P, 92% são reservas de óleo e 8% representam reservas de gás natural.

A Administração entende que as reservas estimadas apresentadas nesta certificação permanecem como a melhor estimativa da Companhia em 31 de dezembro de 2025.

Atualização sobre o campo de Atlanta

Em 13 de abril de 2025, foi iniciada a produção dos poços 4H e 5H que se encontram em processo de testes e estabilização. Ambos já produziram por meio do sistema antecipado de produção (FPSO Petrojarl I). Com a conexão desses poços o FPSO Atlanta passa a produzir através de quatro poços (4H, 5H, 6H e 7H) enquanto a Companhia prossegue com a campanha de conexão dos últimos dois poços que já produziram para o FPSO Petrojarl I (2H e 3H), concluído na segunda semana de julho de 2025.

Encerramento do processo para possível venda de ativos onshore e de águas rasas

Em 08 de maio de 2025, a Companhia optou por encerrar as negociações relativas ao processo de desinvestimento de ativos *onshore* e de águas rasas, o qual estava restrito aos campos localizados no Estado da Bahia.

Alienação de ações em tesouraria detidas pela Enauta Energia S.A.

Em consonância com o artigo 244, parágrafo 5º da Lei 6.404/1976 (“Lei das S.A.”), que prevê a participação recíproca quando ocorrer em virtude de uma incorporação e determina que esta participação deve ser eliminada no prazo máximo de 1 ano após o tal ato societário, a Administração aprovou operação que consiste na alienação da totalidade das ações ordinárias (9.480.932 ações) de emissão da Companhia detida pela Enauta Energia na Companhia no valor de R\$ 187.374 e em contrapartida, a Companhia efetuou contratação de instrumentos derivativos de liquidação exclusivamente financeira para operação de *total return swap* – TRS referenciada na compra de até 9.480.932 de ações ordinárias de emissão da Companhia. A alienação das ações foi realizada em ambiente de mercado organizado da B3 S.A., a preço de mercado.

Assinatura de contrato de compra e venda de infraestrutura de *midstream* de gás no Rio Grande do Norte com a Petroreconcavo S.A.

Em 05 de junho de 2025, a Companhia assinou contrato de compra e venda de ativos junto à PetroReconcavo S.A., referente à venda de 50% (i) das Unidades de Processamento e Gás Natural II e III, (ii) do gasoduto de escoamento Livramento/Guamaré e (iii) das esferas de Gás Natural Liquefeito, ativos que compõem a infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural localizada no Ativo Industrial de Guamaré, na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte.

Em 30 de setembro de 2025, após ajustes de preço e o cumprimento das condições precedentes, a PetroReconcavo efetuou o pagamento à Companhia de R\$ 168.827, correspondentes a 50% do valor total da transação. Esse valor se soma ao montante de R\$ 127.884, correspondentes a 35% do valor total da transação, já pagos em duas parcelas, sendo a primeira na assinatura do Contrato em 05 de junho de 2025 e a segunda paga na aprovação da transação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”) em 25 de julho de 2025. Em outubro de 2025, a Companhia recebeu o montante de R\$ 35.617 referente ao desmembramento da área perante ao registro imobiliário. Os 5% restantes serão liquidados após a lavratura da escritura pública de compra e venda, prevista para o primeiro semestre de 2026.

A Brava permanecerá como operadora dos ativos e, a partir do *closing* da transação ocorrido em 30 de setembro de 2025, a operação passa a ser regulada por um *Joint Operating Agreement* (“JOA”), assinado nesta mesma data, bem como será constituído um Comitê Operacional, responsável pela definição das diretrizes orçamentárias e de eficiência.

Os ativos e passivos relacionados com esta operação foram reclassificados como mantidos para venda em dezembro de 2024, momento em que a negociação foi iniciada. E, em decorrência da conclusão da transação, foi realizada a baixa dos ativos, vide nota explicativa 16.

Emissão de debêntures da Brava

Em 9 de julho de 2025, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia a 9ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única. No âmbito da oferta serão emitidas até três bilhões de debêntures simples, com valor nominal unitário de R\$ 1,00 (um real). A oferta foi coordenada pelo Banco Bradesco BBI S.A. sob regime de garantia firme para o montante equivalente em reais a US\$ 500.000 mil (equivalentes a R\$ 2.786.850). As debêntures terão prazo de vencimento de cinco anos a partir da data de sua emissão, com amortizações anuais iguais a partir do terceiro ano. Em conjunto com a oferta, a Companhia contratou instrumentos derivativos (“*swaps*”) junto ao Banco Bradesco S.A., com o objetivo de mitigar eventuais efeitos relacionados à exposição cambial, que resultarão em um custo dolarizado de 8,7% a.a. para a emissão.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Assinatura de contrato de compra e venda de energia elétrica com opção de compra de ações

Em 18 de julho de 2025, a Companhia, através de suas subsidiárias 3R Potiguar e 3R Bahia, assinou contrato de compra e venda de energia elétrica junto a Engie Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("Engie").

Ainda nesta data, foi celebrado contrato de outorga de opção de compra de ações com a Santo Agostinho Participações S.A. (controlada da Engie) por meio do qual foi regulada a possibilidade de participação societária direta no capital social.

Decisão preliminar Arbitragem NTE

Em 18 de julho de 2025, foi proferida decisão pelo Tribunal Arbitral que determinou, em caráter provisório, que a NTE pague as despesas do consórcio, na proporção correspondente à participação por ela originalmente detida, até que seja proferida decisão final na Arbitragem. Conforme determinado pelo Tribunal Arbitral, caso essas despesas não sejam pagas pela NTE, incidirão as penalidades contratualmente previstas. Caso sejam quitados integralmente os valores em aberto, os direitos da NTE no consórcio serão restabelecidos, até que seja proferida decisão final do tribunal arbitral sobre os temas em disputa, incluindo a validade do *forfeiture* exercido pela 3R Offshore (nota explicativa 43).

Acordo de individualização da produção ("AIP") do pré-sal de Jubarte pela ANP

Em 18 de julho de 2025, foi aprovado pela ANP, o AIP da jazida compartilhada do pré-sal de Jubarte, localizada na Bacia de Campos. A jazida compartilhada do pré-sal de Jubarte compreende: (i) área do Campo de Jubarte (BC-60) com 97,25 %, (ii) áreas não contratadas (União, representada pela PPSA) com 1,89%; e (iii) área do Campo de Argonauta (BC-10 | Parque das Conchas) com 0,86%. A Companhia detém 23% de participação na concessão de BC-10, que corresponde a 0,198% do campo.

Com a aprovação, o AIP se tornou efetivo a partir de 01 de agosto de 2025. As partes envolvidas ainda estão negociando o acerto financeiro relativo aos volumes produzidos até a data da efetividade do AIP.

Pré pagamento debênture 3R Potiguar (BTG)

Em 21 de julho de 2025, a Companhia realizou o pré-pagamento da 4ª emissão de debêntures da 3R Potiguar (BTG) no valor R\$ 2.883.161 com os recursos obtidos na 9ª emissão de debêntures da Brava, divulgado acima.

Resgate antecipado de debêntures da Brava (ENAT21)

Em 28 de julho de 2025, a Companhia efetuou resgate antecipado da 2ª série referente a 1ª emissão de debêntures da Enauta Participações, sucedida pela Brava Energia (ENAT21), pelo valor total de R\$ 699.947.

Transações de capital intercompanhias do grupo

Em 04 de agosto de 2025, a subsidiária Atlanta Field teve seu capital reduzido no montante de R\$ 2.284.260, correspondente ao saldo do recebível com a Yinson. Em contrapartida, foi realizado uma redução no investimento da Atlanta Field na Enauta Netherlands no mesmo valor. Subsequentemente, a empresa Enauta Netherlands promoveu uma redução de capital no valor de R\$ 2.284.260, a qual resultou uma redução do investimento da Enauta Netherlands na Brava. Essas transações são parte integrante da reorganização societária da Brava.

Antecipação de créditos a receber com a Yinson

Em 06 de agosto de 2025, foram liquidados pela Yinson de forma integral e antecipada, os recebíveis atrelados ao financiamento da Companhia para o projeto de adaptação do FPSO Atlanta.

A transação contempla o recebimento de US\$ 260 milhões, sendo US\$ 4,5 milhões recebidos em 08 julho de 2025 e US\$ 255,5 milhões em 06 de agosto de 2025, além dos juros incorridos até a data. O principal objetivo da transação é a otimização da estrutura de capital da Companhia, por meio da redução da alavancagem e contribuição à geração de caixa.

Auditoria programada pela ANP na Bacia Potiguar

Em 10 de outubro de 2025, a ANP finalizou a auditoria programada na Bacia de Potiguar, que teve início em 29 de setembro de 2025 e determinou a interdição temporária de um conjunto de instalações.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

A Brava está mobilizada para executar, de forma segura e célere, a implementação de todas as adequações solicitadas pela ANP, de modo a melhorar as condições das suas instalações e possibilitar a retomada gradual das operações nos ativos interditados.

2 . Base de preparação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

2.1. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025 e 2024 foram elaboradas de acordo com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ("BRGAAP") que compreendem aquelas previstas na legislação societária brasileira, os Pronunciamentos, Orientações e Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC") e são apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), aplicáveis a elaboração das demonstrações financeiras.

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia foram autorizadas pela Administração em 11 de março de 2026.

2.1.1. Demonstrações financeiras comparativas – 31 de dezembro de 2024

As demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, apresentadas para fins comparativos, foram elaboradas nas mesmas bases e práticas descritas no parágrafo anterior, exceto pela não aplicação do item 74 do CPC 26 – Apresentação das Demonstrações Contábeis ("CPC26"), conforme explicado a seguir.

Em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no Índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado ("Índice Financeiro") estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos instrumentos de emissão referentes à (i) 3ª Emissão Pública de Debêntures da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("RRRP13"), (ii) 4ª Emissão Pública de Debêntures da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. ("RRRP14"), (iii) 4ª Emissão Privada de Debêntures da 3R Potiguar S.A. ("Debênture BTG Potiguar"), (iv) 3ª Emissão Pública de Debêntures da Enauta Participações S.A. ("ENAT13" e "ENAT23" e "ENAT33") e (v) 4ª Emissão Pública de Debêntures da Enauta Participações S.A. ("ENAT14" e "ENAT24") (em conjunto, "Debêntures", "Emissões" e "Instrumentos de Dívida", respectivamente).

Conquanto a Companhia tenha o entendimento que, pelas óticas jurídica e contratual, o descumprimento só se materializaria em data posterior a 31 de dezembro de 2024, pela ótica contábil, o disposto no item 74 do CPC 26, determina que a Companhia reclassifique as Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante. No entanto, considerando a obtenção de waivers em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores (vide nota explicativa 43) e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado das Debêntures, a referida reclassificação conforme o item 74 do CPC 26 consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia.

Nesse contexto, em consonância com o item 19 do CPC 26, que determina que se a Administração vier a concluir que a conformidade com determinado requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC conduz a uma apresentação tão enganosa que entra em conflito com o objetivo das demonstrações financeiras estabelecido no CPC 00 (R2) - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro, a Companhia não deve aplicar tal requisito. A Administração concluiu que a reclassificação representaria uma informação enganosa para os usuários das Demonstrações Financeiras, afastando-se da finalidade de representação fidedigna dessas demonstrações, conforme previsto no CPC 00. Em atendimento ao item 20 do referido CPC 26, a Companhia informa que, caso tivesse sido cumprido o requisito do item 74 do CPC 26, o passivo circulante na controladora e consolidado seria aumentado e o passivo não circulante reduzido em R\$ 4.538.482 e R\$ 7.559.364, respectivamente.

2.2. Base de consolidação

As informações financeiras das controladas estão incluídas nas informações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que o controle deixa de existir. As políticas contábeis das controladas estão alinhadas com as políticas adotadas pela controladora. Nas demonstrações financeiras individuais da controladora, as informações financeiras das controladas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial. Os saldos e transações intergrupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas de transações intergrupo, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Os ganhos não realizados oriundos de transações com a controlada registrados por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação da Companhia nas controladas.

3 . Moeda funcional e moeda de apresentação

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais, que é a moeda funcional da Companhia e de suas subsidiárias com exceção da 3R Lux, Enauta Netherlands, Enauta Finance, Atlanta Field e Iris Trading, que utilizam o dólar norte-americano (US\$) como moeda funcional. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

4 . Uso de estimativa e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras, a Administração utilizou julgamentos e estimativas que afetam a aplicação das políticas contábeis da Companhia e os valores reportados dos ativos, passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua e as alterações são reconhecidas prospectivamente. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

Julgamentos

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- Nota explicativa nº 15 - Imposto de renda e contribuição social diferido (existência de probabilidade de lucro tributável futuro).
- Nota explicativa nº 25 – Valores a pagar por aquisições (pagamentos contingentes, atrelados ao preço de referência óleo (brent) e certificações de reservas).
- Nota explicativa nº 28 – Provisão de abandono (extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental necessário no abandono futuro, bem como os prazos de abandono baseados nos volumes de reservas existentes e nos planos de produção da Companhia).
- Nota explicativa nº 37.1 – *Impairment* (existência de indicativo para perda ou reversão de impairment).

Incertezas sobre premissas e estimativas

As informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um efeito significativo de resultar em um ajuste material nos saldos contábeis de ativos e passivos no próximo ano fiscal estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- Nota explicativa nº 15 - Imposto de renda e contribuição social diferido (principais premissas: preço do petróleo do tipo *brent*, taxa de câmbio e opex total).
- Nota explicativa nº 18 - Imobilizado (depreciação e impairment – principais premissas: volume de produção futura e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás, preço das commodities, custo de produção (“OPEX”), gastos com investimentos (“CAPEX”) e premissas econômicas como as taxas de desconto e as taxas câmbio).
- Nota explicativa nº 19 – Intangível (amortização e impairment – principais premissas: volume de produção futura e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás, preço das commodities, custo de produção (“OPEX”), gastos com investimentos (“CAPEX”) e premissas econômicas como as taxas de desconto e as taxas câmbio).
- Nota explicativa nº 28 - Provisão para abandono (principais premissas: prazo do abandono, custo estimado, taxa de desconto e inflação).

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- Nota explicativa nº 29 - Provisão de contingências (principais premissas: probabilidade de perda das causas em aberto).
- Nota explicativa nº 30 – Arrendamentos (principal premissa: taxas de juros incrementais de arrendamento).
- Nota explicativa nº 40 – Avaliação de instrumentos financeiros (mensuração do valor justo).

5 . Base de mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens materiais, que são mensurados a cada data de reporte e reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- os instrumentos financeiros derivativos são mensurados pelo valor justo;
- os pagamentos contingentes assumidos em uma aquisição de ativos ou em uma combinação de negócios mensurados pelo valor justo.
- Ativos mantidos para venda são mensurados pelo valor justo caso menor que o valor contábil.

6 . Principais políticas contábeis

A Companhia aplicou as políticas contábeis descritas abaixo de maneira consistente a todos os períodos apresentados nestas demonstrações financeiras, salvo indicação ao contrário.

a) Transações em moeda estrangeira

Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data do balanço são reconvertidos para a moeda funcional de acordo com a taxa de câmbio naquela data. As diferenças encontradas são reconhecidas no resultado na linha de variação cambial. Itens não monetários que são mensurados com base no custo histórico em moeda estrangeira são convertidos pela taxa de câmbio na data da transação.

Os ativos e passivos da controlada que possui como moeda funcional o dólar americano são convertidos para reais pela taxa de câmbio da data do balanço, e as correspondentes demonstrações do resultado são convertidas pela taxa de câmbio da data das transações. As diferenças cambiais resultantes da referida conversão são contabilizadas separadamente no patrimônio líquido, na demonstração do resultado abrangente, na linha de outros resultados abrangentes – ajustes acumulados de conversão.

b) Caixa e equivalente de caixa

São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e risco insignificante de mudança de valor.

c) Caixa restrito

São depósitos mantidos com a finalidade de garantir compromissos de caixa de curto e longo prazos e compõem-se de aplicações financeiras com liquidez vinculada ao cumprimento de suas obrigações e risco insignificante de mudança de valor.

d) Contas a receber de terceiros

As contas a receber correspondem aos valores a receber originados da venda de óleo, gás e derivados e na prestação de serviços, fornecidos no curso normal das atividades das controladas da Companhia, faturados e que não tenham sido pagos.

e) Estoques

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de compra ou de produção e são ajustados ao seu valor de realização líquido, quando este for inferior ao valor contábil. O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e dos gastos para se concretizar a venda.

f) Imposto de renda e contribuição social corrente

O imposto de renda e a contribuição social do exercício são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real do exercício.

A despesa de imposto de renda e contribuição social corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O montante dos impostos correntes a pagar ou a receber é reconhecido no balanço patrimonial como ativo ou passivo fiscal pela melhor estimativa do valor esperado dos impostos a serem pagos ou recebidos que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. Ele é mensurado com base nas alíquotas dos tributos vigentes na data do balanço.

g) Imposto de renda e contribuição social diferido

Ativos e passivos fiscais diferidos são reconhecidos com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins de demonstrações financeiras e os usados para fins de tributação. As mudanças dos ativos e passivos fiscais diferidos no exercício são reconhecidas como despesa de imposto de renda e contribuição social diferida. O imposto diferido não é reconhecido para:

- diferenças temporárias sobre o reconhecimento inicial de ativos e passivos em uma transação que não seja uma combinação de negócios e que não afete nem o lucro ou prejuízo tributável nem o resultado contábil;
- diferenças temporárias relacionadas a investimentos em controladas, coligadas e empreendimentos sob controle conjunto, na extensão que a Companhia seja capaz de controlar o momento da reversão da diferença temporária e seja provável que a diferença temporária não será revertida em futuro previsível; e
- diferenças temporárias tributáveis decorrentes do reconhecimento inicial de ágio, quando aplicável.

Um ativo fiscal diferido é reconhecido em relação aos prejuízos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados. Os lucros tributáveis futuros são determinados com base na reversão de diferenças temporárias tributáveis relevantes. Se o montante das diferenças temporárias tributáveis for insuficiente para reconhecer integralmente um ativo fiscal diferido, serão considerados os lucros tributáveis futuros, ajustados para as reversões das diferenças temporárias existentes, com base nos planos de negócios da controladora e de suas subsidiárias individualmente.

Ativos fiscais diferidos são revisados a cada data de balanço e são reduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável.

Ativos e passivos fiscais diferidos são mensurados com base nas alíquotas que se espera aplicar às diferenças temporárias quando elas forem revertidas, baseando-se nas alíquotas vigentes até a data do balanço, e reflete a incerteza relacionada ao tributo sobre o lucro, se houver.

A mensuração dos ativos e passivos fiscais diferidos reflete as consequências tributárias decorrentes da maneira sob a qual a Companhia espera recuperar ou liquidar seus ativos e passivos.

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

h) Investimentos

São registrados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais. Tais investimentos são reconhecidos inicialmente pelo custo, o qual inclui os gastos com a transação. Após o reconhecimento inicial, as demonstrações financeiras incluem a participação da Companhia no lucro líquido ou do prejuízo do exercício e outros resultados abrangentes da investida até a data em que a influência significativa deixa de existir.

As diferenças de moedas estrangeiras, quando aplicável, geradas na conversão para moeda de apresentação da controladora, são reconhecidas em outros resultados abrangentes, na conta de Ajustes Acumulados de Conversão.

i) Ativos e passivos mantidos para venda

Os ativos e passivos mantidos para venda são classificados como mantidos para venda se for altamente provável que serão recuperados primariamente por meio de venda ao invés do seu uso contínuo.

Os ativos, ou grupo de ativos, mantidos para venda, são mensurados pelo menor valor entre o seu valor contábil e o valor justo menos as despesas de venda. Na classificação de ativos não circulantes como mantidos para venda, as provisões de abandono vinculadas a esses ativos também são destacadas. As perdas por redução ao valor recuperável apuradas na classificação inicial como mantidos para venda ou para distribuição e os ganhos e perdas de remensurações subsequentes, são reconhecidos no resultado.

**Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2025 e 2024**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Uma vez classificados como mantidos para venda, ativos intangíveis e imobilizado não são mais amortizados ou depreciados, e qualquer investimento mensurado pelo método da equivalência patrimonial não é mais sujeito à aplicação do método.

j) Imobilizado**Reconhecimento e mensuração**

O imobilizado é registrado pelo custo de aquisição, deduzido da depreciação acumulada e da provisão para redução ao seu valor recuperável, quando aplicável. A depreciação dos bens é calculada de acordo com o método linear ou pelo método das unidades produzidas para os ativos de óleo e gás.

Os gastos com exploração, avaliação e desenvolvimento da produção são contabilizados utilizando o método dos esforços bem-sucedidos (successful efforts method of accounting).

Custos incorridos antes da obtenção das concessões e gastos com estudos e pesquisas geológicas e geofísicas são lançados ao resultado quando incorridos.

Os gastos com a exploração e avaliação diretamente associados ao poço exploratório são capitalizados como ativos de exploração e avaliação até que a perfuração do poço é completada e seus resultados avaliados. Esses custos incluem salários de empregados, materiais e combustíveis utilizados, custo com aluguel de sonda e outros custos incorridos com terceiros.

Se reservas comerciais não são encontradas, o poço exploratório é baixado ao resultado. Quando reservas são encontradas, o custo é mantido no ativo até que avaliações adicionais quanto à comercialidade da reserva de hidrocarbonetos, que podem incluir a perfuração de outros poços, sejam concluídas.

Os ativos exploratórios estão sujeitos a revisões técnicas, comerciais e financeiras pelo menos anualmente para confirmar a intenção da Administração de desenvolver e produzir hidrocarbonetos na área. Caso essa intenção não venha a ser confirmada, esses custos são baixados ao resultado. Quando são identificadas reservas provadas e o desenvolvimento é autorizado, os gastos exploratórios da área são transferidos para “Ativos de Óleo e Gás”.

Na fase de desenvolvimento, os investimentos para construção, instalação e infraestrutura (como plataforma, dutos e perfuração de poços de desenvolvimento, incluindo poços de delimitação ou poços de desenvolvimento) são capitalizados como “Ativos de Óleo e Gás”.

Custos de empréstimos diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído para fins de uso ou venda são capitalizados como parte do custo do correspondente ativo. Todos os demais custos de empréstimos são registrados como despesa no período em que são incorridos.

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho e perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado do exercício em que o ativo for baixado.

O valor residual e vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

Depreciação

Os “Ativos de Óleo e Gás”, incluindo os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas e ativos que beneficiarão a totalidade da vida econômica útil do campo, como dutos de gás e óleo, são depreciados pelo método das unidades produzidas, com base na razão entre a produção de óleo e gás de cada campo no período e suas respectivas reservas provadas desenvolvidas, limitada ao prazo de vida útil técnica remanescente da infraestrutura de cada campo.

O ativo imobilizado, com exceção dos gastos exploratórios capitalizáveis mencionados acima, é depreciado pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente.

Estes são depreciados a partir da data em que são instalados e estão disponíveis para uso ou, em caso de ativos construídos internamente, do dia em que a construção é finalizada e o ativo está disponível para utilização.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

A depreciação é calculada sobre o valor depreciável, que é o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, de acordo com as taxas e critérios mencionados na nota explicativa 18.

Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de balanço e ajustados caso seja apropriado.

Provisão para redução ao valor recuperável dos ativos não financeiros (*impairment*)

Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é estimado.

Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou unidade geradora de caixa ("UGC") exceder o seu valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou unidade geradora de caixa é o maior entre o valor em uso e o valor justo menos despesas de venda. Ao avaliar o valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados dos seus valores presentes por meio da taxa de desconto, que reflita as condições vigentes de mercado quanto ao período de recuperabilidade do capital e os riscos específicos do ativo ou UGC. Para a finalidade de testar o valor recuperável, os ativos que não podem ser testados individualmente são reunidos ao menor grupo de ativos que gera entrada de caixa de uso contínuo. Estes ativos são em grande parte independentes dos fluxos de caixa de outros ativos ou grupos de ativos (a unidade geradora de caixa).

Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado. Perdas reconhecidas referentes a UGCs são inicialmente alocadas na redução de qualquer ágio alocado a esta UGC (ou grupo de UGC) e subsequentemente na redução dos outros ativos desta UGC (ou grupo de UGC) de forma pro rata (veja nota explicativa 18).

Uma perda por redução ao valor recuperável é revertida apenas na medida em que o valor contábil do ativo não exceda o valor contábil que teria sido determinado, líquido de depreciação e amortização, se nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida.

k) Intangível

Os ativos intangíveis adquiridos pela Companhia têm vidas úteis finitas e são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e quaisquer perdas acumuladas por redução do valor recuperável (*impairment*), nos termos do que determina o Pronunciamento Técnico CPC 04.

Os gastos subsequentes são capitalizados somente quando eles aumentam os benefícios econômicos futuros incorporados ao ativo específico aos quais se relacionam. Todos os outros gastos, incluindo gastos com ágio gerado internamente e marcas e patentes, são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

Os ativos intangíveis correlatos à aquisição das concessões de exploração e produção de petróleo e gás são amortizados pelo método das unidades produzidas, com base na razão entre a produção de óleo e gás de cada campo no período e suas respectivas reservas provadas desenvolvidas, exceto para ativos em fase de desenvolvimento que utiliza reservas provadas totais.

A amortização de softwares e licenças são calculadas utilizando o método linear baseado na vida útil estimada dos itens, líquido de seus valores residuais estimados. A vida útil estimada para esses bens é de 5 anos. A amortização é geralmente reconhecida no resultado.

Os métodos de amortização, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de balanço e ajustados caso seja apropriado.

l) Direito de uso e passivo de arrendamento

No início de um contrato com duração maior que um ano, a Companhia avalia se esse instrumento é ou contém um arrendamento mercantil. Um contrato é ou contém um arrendamento quando a Companhia obtém o direito de controlar o uso de um ativo identificado, por um período, em contrapartida de uma contraprestação.

O ativo de direito de uso é mensurado inicialmente ao custo, que inclui o valor inicial do passivo de arrendamento ajustado por qualquer pagamento de arrendamento feito no momento ou antes da data de início. O ativo é subsequentemente amortizado de forma linear durante o período contratual ou até o final da vida útil do ativo. O passivo de arrendamento é inicialmente mensurado pelo valor presente dos pagamentos de arrendamento, descontados à taxa de juros implícita do arrendamento ou, caso essa taxa não possa ser imediatamente determinada, com base na taxa incremental de captação da Companhia.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

As taxas incrementais são estimadas a partir da taxa de juros nominal livre de risco, adicionada do prêmio de risco de crédito da Companhia, ajustadas para refletir ainda as condições e características específicas do arrendamento.

m) Fornecedores

As contas a pagar de fornecedores são reconhecidas pelo valor nominal e subsequentemente acrescido, quando aplicável, das variações monetárias e correspondentes encargos incorridos até as datas dos balanços.

n) Empréstimos, financiamentos e debêntures

Os empréstimos, financiamentos e debêntures são reconhecidos, quando aplicáveis, inicialmente pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. A mensuração subsequente é feita pelo método de custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos pro rata temporis e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até a data das demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Os fluxos de caixa referentes a juros pagos são apresentados separadamente. A Administração classifica de maneira consistente, de período a período, como decorrentes de atividades de financiamento.

Na eventualidade de ocorrer descumprimento de acordo contratual (covenants) de um empréstimo de longo prazo (indicadores não financeiros, por exemplo) ao término ou antes do término da data do Balanço, a Companhia avalia a necessidade de reclassificação como circulante, considerando a obtenção do direito incondicional de diferir a sua liquidação durante pelo menos doze meses após essa data. Nesta avaliação considera-se também, a qualidade fundamental da informação contábil quanto à relevância e a representação fidedigna das Demonstrações Contábeis, bem como a finalidade de proporcionar informação fidedigna da posição patrimonial e financeira da Companhia.

o) Provisão de contingências

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação das provisões, dos ativos e passivos contingentes e das obrigações legais são efetuados de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.

A provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas são constituídas para os riscos com expectativa de “perda provável”, com base na avaliação da Administração e dos assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos.

p) Provisão de abandono

A Companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final do prazo de produção das reservas com base nas estimativas de volumes de reserva e curvas de produção estimadas. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. Essas obrigações são reconhecidas a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada pela taxa de prêmio risco-país.

A natureza dos gastos inclui mobilização e desmobilização de sondas, serviços de tamponamento e abandono, restauração, reparo do ambiente, reflorestamento e outros serviços.

q) Provisões

As provisões, incluindo os earn-outs compromissados nas aquisições dos ativos, são determinadas por meio do desconto dos fluxos de caixa futuros estimados a uma taxa antes de impostos que reflita as avaliações atuais de mercado quanto ao valor do dinheiro no tempo e riscos específicos para o passivo relacionado. Os efeitos do desreconhecimento do desconto pela passagem do tempo são reconhecidos no resultado como despesa financeira.

r) Instrumentos financeiros

Um ativo ou passivo financeiro é reconhecido quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

Reconhecimento inicial

No reconhecimento inicial, ativos financeiros são mensurados a valor justo adicionado ou deduzidos dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou à emissão de tais ativos, exceto por contas a receber de clientes que não contiverem componente de financiamento significativo.

No reconhecimento inicial, passivos financeiros são mensurados a valor justo adicionado ou deduzido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou à emissão de tais passivos, exceto por passivos financeiros mensurados a valor justo.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Classificação e mensuração subsequente

No reconhecimento inicial, um ativo financeiro é classificado da mesma forma que é mensurado. Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser por alterações no modelo de negócio para gestão de ativos financeiros.

No reconhecimento inicial, um passivo financeiro é classificado da mesma forma que é mensurado. Alterações que necessitem de mensuração subsequente são reconhecidas no resultado.

Desreconhecimento

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia transfere os direitos contratuais de recebimento aos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação na qual substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos ou na qual a Companhia nem transfere nem mantém substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro e também não retém o controle sobre o ativo financeiro.

A Companhia desreconhece um passivo financeiro quando sua obrigação contratual é retirada, cancelada ou expira. A Companhia também desreconhece um passivo financeiro quando seus termos são modificados e os fluxos de caixa do passivo modificado são substancialmente diferentes. Neste caso, um novo passivo financeiro com base nos termos modificados é reconhecido pelo valor justo.

Impairment de ativos financeiros

De acordo com o CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases:

Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e

Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

A mensuração das perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica se o risco de crédito de um ativo financeiro na data base tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, e a mensuração de perda de crédito de 12 meses se aplica se o risco não tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial. Uma entidade pode determinar que o risco de crédito de um ativo financeiro não tenha aumentado significativamente se o ativo tiver baixo risco de crédito na data base. No entanto, a mensuração de perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica para contas a receber de clientes e ativos contratuais sem um componente de financiamento significativo.

s) Receita líquida

Reconhecimento da receita conforme o IFRS 15 (CPC 47) que estabelece uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida e por quanto a receita é mensurada. A receita é reconhecida quando o cliente obtém o controle dos bens ou serviços.

As receitas da Companhia são oriundas majoritariamente de vendas de óleo, gás e derivados. A receita é mensurada com base na contraprestação especificada no contrato com o cliente e é reconhecida se: (i) os riscos e benefícios mais significativos inerentes à propriedade dos bens forem transferidos para o comprador; (ii) for provável que benefícios econômicos financeiros fluirão para a Companhia; (iii) os custos associados e a possível devolução de produtos puderem ser estimados de maneira confiável; (iv) não haja envolvimento contínuo com os produtos vendidos; e (v) o valor da receita possa ser mensurado de forma confiável. A receita é mensurada líquida de devoluções e descontos comerciais, quando aplicável.

A Companhia reconhece suas receitas quando (ou à medida que) satisfaz sua obrigação de desempenho, transferindo o bem ou pela prestação de serviço prometido ao cliente.

t) Resultado financeiro líquido

As receitas financeiras representam juros e variações monetárias decorrentes de aplicações financeiras, descontos obtidos, atualizações monetárias de créditos ativos e variações cambiais ativas e passivas. São reconhecidas pelo regime de competência quando auferidas ou incorridas pela Companhia. As despesas financeiras representam despesas bancárias, atualizações monetárias de obrigações contratuais e juros sobre capital próprio com respectivos encargos, quando proposto pela Companhia, sendo reconhecidas pelo regime de competência quando incorridas.

u) Resultado líquido por ação

O resultado por ação básico / diluído é computado pela divisão do resultado líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no exercício.

v) Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras e como informação suplementar às demonstrações financeiras, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado.

w) Combinações de negócios

Combinações de negócio são registradas utilizando o método de aquisição quando o conjunto de atividades e ativos adquiridos atende à definição de um negócio e o controle é transferido para a Companhia. Ao determinar se um conjunto de atividades e ativos é um negócio, a Companhia avalia se o conjunto de ativos e atividades adquiridos inclui, no mínimo, um input e um processo substantivo que juntos contribuam, significativamente, para a capacidade de gerar output. A Companhia tem a opção de aplicar um “teste de concentração” que permite uma avaliação simplificada se um conjunto de atividades e ativos adquiridos não é um negócio. O teste de concentração opcional é atendido se, substancialmente, todo o valor justo dos ativos brutos adquiridos estiver concentrado em um único ativo identificável ou grupo de ativos identificáveis similares.

A contraprestação transferida é geralmente mensurada ao valor justo, assim como os ativos líquidos identificáveis adquiridos. Qualquer ágio que surja na transação é testado anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável. Ganhos em uma compra vantajosa são reconhecidos imediatamente no resultado. Os custos da transação são registrados no resultado conforme incorridos, exceto os custos relacionados à emissão de instrumentos de dívida ou patrimônio.

Contraprestação transferida não inclui montantes referentes ao pagamento de relações pré-existentes. Esses montantes são geralmente reconhecidos no resultado do exercício.

Qualquer contraprestação contingente a pagar é mensurada pelo seu valor justo na data de aquisição, quando presentes todos os elementos de mensuração. Se a contraprestação contingente é classificada como instrumento patrimonial, então ela não é remensurada e a liquidação é registrada dentro do patrimônio líquido. As demais contraprestações contingentes são remensuradas ao valor justo em cada data de relatório e as alterações subsequentes ao valor justo são registradas no resultado do exercício.

x) Mensuração do valor justo

A Companhia mensura ativos e passivos a valor justo quando exigido ou permitido pelas normas, em conformidade com o CPC 46 / IFRS 13. O valor justo é definido como o preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma transação ordenada entre participantes do mercado na data de mensuração, considerando o mercado principal (ou, na sua ausência, o mercado mais vantajoso) e o risco de não desempenho do passivo.

São utilizados métodos de avaliação consistentes com as abordagens de mercado, de renda e de custo, priorizando-se inputs observáveis. A Companhia aplica a hierarquia do valor justo: Nível 1 (preços cotados em mercados ativos), Nível 2 (inputs observáveis, direta ou indiretamente) e Nível 3 (inputs não observáveis). Para ativos e passivos reconhecidos ao valor justo de forma recorrente, a Companhia analisa transferências entre níveis e reavalia a categorização ao fim de cada período de divulgação.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Para fins de divulgação do valor justo, a Companhia estabelece classes de ativos e passivos considerando a natureza, as características e os riscos associados a cada item, bem como o respectivo nível da hierarquia de valor justo, conforme mencionado anteriormente. As informações relacionadas ao valor justo de instrumentos financeiros e ativos não financeiros mensurados a valor justo, ou cujos valores justos são apresentados apenas para fins de divulgação, encontram-se resumidas nas notas explicativas correspondentes.

7 . Novas normas e interpretações ainda não efetivas

As normas e interpretações novas e alteradas emitidas, mas não ainda em vigor até a data de emissão das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia, estão descritas a seguir. A Companhia pretende adotar essas normas e interpretações novas e alteradas, se cabível, quando entrarem em vigor.

- IFRS 19 Subsidiárias sem Responsabilidade Pública - Divulgações
- Ausência de conversibilidade (alterações ao CPC 02/IAS 21).
- Classificação e mensuração de instrumentos financeiros (alterações IFRS 9 e IFRS 7)
- Contratos Referenciando a Eletricidade Dependente de Condições Naturais (alterações IFRS 9 e IFRS 7)

Não se espera que essas alterações acima tenham impacto significativo sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

- CPC 51 / IFRS 18 Apresentação e Divulgação das Demonstrações Contábeis

O CPC 51 / IFRS 18 substituirá o CPC 26/IAS 1 – Apresentação das Demonstrações Contábeis e se aplica a períodos de relatórios anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2027. O novo padrão introduz os seguintes novos requisitos principais:

- As entidades são obrigadas a classificar todas as receitas e despesas em cinco categorias na demonstração de lucros e perdas, a saber, as categorias operacional, de investimento, de financiamento, de operações descontinuadas e de imposto de renda. As entidades também são obrigadas a apresentar um subtotal de lucro operacional recém-definido. O lucro líquido das entidades não mudará.
- As medidas de desempenho definidas pela administração são divulgadas em uma única nota nas demonstrações financeiras.
- Orientações aprimoradas são fornecidas sobre como agrupar informações nas demonstrações financeiras.

Além disso, as entidades serão obrigadas a usar o subtotal do lucro operacional como ponto de partida para a demonstração dos fluxos de caixa ao apresentar fluxos de caixa operacionais pelo método indireto.

A Companhia ainda está no processo de avaliação do impacto do novo padrão CPC 51 / IFRS 18, particularmente com relação à estrutura da demonstração de lucros e perdas, a demonstração dos fluxos de caixa e as divulgações adicionais exigidas.

8 . Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024, os valores referem-se a:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
No país:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Caixa e bancos	153	16	300	362
Aplicações financeiras	278.812	567.213	882.077	2.879.026
No exterior:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Bancos	59	108	7.014	292.570
	279.024	567.337	889.391	3.171.958

Os caixas e equivalentes de caixa constituem-se em valores mantidos em conta bancária, com liquidez imediata, mantidos principalmente por meio de Certificados de Depósitos Bancários ("CDB"), Compromissada e Renda Fixa, com rendimentos atrelados ao Certificados de Depósitos Interbancários ("CDI"). Os recursos financeiros serão utilizados preponderantemente como capital de giro e para liquidação de obrigações assumidas pela Companhia.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 31 de dezembro de 2025 a rentabilidade média do caixa investido era de aproximadamente 14,54% a.a. (11,89% a.a. em 31 de dezembro de 2024).

8.1 . Aplicações financeiras

	Indexadores	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
No exterior:					
Conta corrente / overnight (a)	US\$ (Ptax)	515.315	-	2.530.044	2.040.622
Time deposits (a)	US\$ (Ptax)	2.156.991	-	2.184.577	438.107
Total Return Swap – TRS (b)	US\$ (Ptax)	-	-	2.860.804	3.221.519
		2.672.306	-	7.575.425	5.700.248
Total das aplicações financeiras		2.672.306	-	7.575.425	5.700.248
Circulante		2.672.306	-	4.714.621	2.478.729
Não circulante		-	-	2.860.804	3.221.519

(a) Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possuía recursos com a finalidade de atender compromissos de curto prazo, que estavam aplicados em overnight (US\$) e time deposits (US\$). Em 31 dezembro de 2025 a remuneração dos recursos aplicados em overnight e time deposits era de aproximadamente 4,18% a.a. (4,38% a.a. em 31 de dezembro de 2024).

(b) Refere-se a recursos aplicados no banco Santander Cayman Branch na modalidade TRS (*Total Return Swap*) pela controlada 3R Lux. Em 31 de dezembro de 2025 a remuneração dos recursos aplicados em TRS era 9,75% a.a. (9,75% a.a. em 31 de dezembro de 2024).

8.2 . Caixa restrito

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Conta reserva (a)	331.471	29	334.957	414.189
Caixa restrito (b)	-	-	38.678	30.622
	331.471	29	373.635	444.811
Circulante	828	29	39.506	30.622
Não circulante	330.643	-	334.129	414.189

(a) Refere-se principalmente ao saldo de R\$ 203.229 do *total return swap* (TRS), contratado com o Banco XP em troca da alienação das ações da Companhia, vide notas explicativas 1 e 26, além de contas *escrow*, vinculadas a empréstimos e debêntures.

(b) Em 31 de dezembro de 2025, o saldo é composto majoritariamente pelo valor de R\$ 37.034 (R\$ 29.263 em 31 de dezembro de 2024) referente a pagamentos realizados a superficiários com pendências de regularização documental para recebimento do valor.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

9 . Contas a receber de terceiros

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Petróleo bruto	55.515	-	208.188	76.032
Derivados de petróleo	-	-	43.959	163.596
Gás	-	-	140.150	77.599
Prestação de serviços	-	-	11.529	20.182
(-) Perdas estimadas com crédito de liquidação duvidosa	-	-	(32.463)	-
Total	55.515	-	371.363	337.409
Total mercado interno	55.515	-	339.388	195.914
Total mercado externo	-	-	31.975	141.495

A Administração avalia que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo. Em 31 de dezembro de 2025 o prazo médio de recebimento das contas a receber de terceiros é de 10 dias (em 31 de dezembro de 2024 o prazo médio de recebimento era de 12 dias).

10. Créditos com parceiros

	Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Créditos a receber	373.275	526.948
Total	373.275	526.948
Circulante	-	526.948
Não circulante	373.275	-

Em 16 de abril de 2024 a 3R Offshore, com base no *Joint Operating Agreement*, exerceu o direito de cessão compulsória (“*forfeiture*”) da participação indivisa de 37,5% da NTE no consórcio pela inadimplência financeira da NTE. Após o *forfeiture*, a NTE iniciou, em 03 de maio de 2024, um procedimento arbitral (“arbitragem”). Em paralelo à arbitragem, a NTE obteve, em 19 de julho de 2024, perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, uma decisão liminar suspendendo o processo de aprovação pela ANP da cessão de sua participação iniciada pela 3R Offshore até a decisão do Tribunal Arbitral, constituído em março de 2025.

Em 18 de julho de 2025, foi proferida decisão pelo Tribunal Arbitral que determinou, em caráter provisório, que a NTE pague as despesas do consórcio, na proporção correspondente à participação por ela originalmente detida, até que seja proferida decisão final na arbitragem. Conforme determinado pelo Tribunal Arbitral, caso essas despesas não sejam pagas pela NTE, incidirão as penalidades contratualmente previstas. Caso sejam quitados integralmente os valores em aberto, os direitos da NTE no consórcio serão restabelecidos, até que seja proferida decisão final do tribunal arbitral sobre os temas em disputa, incluindo a validade do *forfeiture* exercido pela 3R Offshore.

Em 31 de dezembro de 2025 o saldo de R\$ 373.275 (R\$ 526.948 em 31 de dezembro de 2024) refere-se a valores a receber da NTE decorrentes de valores correspondentes a *cash calls* devidos e não emitidos em razão do referido procedimento arbitral, já abatidos os valores correspondentes à receita decorrente da venda do volume de óleo correspondente à participação de 37,5% detida pela NTE no campo de Papa Terra. Em 31 de dezembro de 2025, o montante está integralmente classificado como ativo não circulante.

Até o presente momento, a NTE não pagou os cash calls emitidos e a 3R Offshore exerceu novo *forfeiture* nos termos do JOA e com base nas ordens procedimentais vigentes, no âmbito do processo de arbitragem (nota explicativa 43).

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

11 . Adiantamentos

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Adiantamentos a fornecedores	1.266	7	104.963	191.844
Outros adiantamentos	-	280	1.481	1.578
	1.266	287	106.444	193.422

Refere-se principalmente à adiantamentos para viabilização de serviços necessários na operação do Polo Potiguar, no valor de R\$ 54.440 em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 124.951 em 31 de dezembro de 2024), Polo Papa-Terra, no valor de R\$ 15.211 em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 42.515 em 31 de dezembro de 2024) e nos campos de Pescada e Arabaiana, no valor de R\$ 34.526 em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 17.685 em 31 de dezembro de 2024).

12 . Estoques

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Óleo bruto de petróleo (a)	115.733	-	249.115	177.049
Derivados de petróleo (b)	-	-	177.115	342.703
Material de uso e consumo (c)	11.092	-	512.065	496.730
	126.825	-	938.295	1.016.482
Circulante	126.825	-	749.906	940.407
Não circulante	-	-	188.389	76.075

(a) Refere-se a estoques de petróleo em: (i) Atlanta relativo a 80%, no valor de R\$ 115.733 (R\$ 9.346 em 31 de dezembro de 2024); (ii) Parque das Conchas referente ao estoque de petróleo relativo a 23%, no valor de R\$ 92.608 (R\$ 32.307 em 31 de dezembro de 2024); (iii) Papa-Terra relativo a 62,5% da produção no valor de R\$ 24.040 (R\$ 82.496 em 31 de dezembro de 2024 e (iv) 3R Potiguar no valor de R\$ 16.734 (R\$ 52.900 em 31 de dezembro de 2024).

(b) Refere-se ao estoque de produtos derivados de petróleo processados na refinaria Clara Camarão.

(c) Refere-se ao estoque de materiais e insumos para uso na operação e manutenção dos equipamentos de todos os Polos da Companhia. Estes materiais são classificados no ativo circulante e ativo não circulante, de acordo com a análise de rotatividade considerando a movimentação dos itens nos últimos 12 meses. Conforme este critério, no ativo circulante é registrada a parcela relativa à previsão de consumo para os próximos 12 meses e, no ativo não circulante, a parcela restante.

13 . Créditos a receber

Refere-se à venda do FPSO Atlanta para a Yinson Bouvardia Holdings Pte. Ltd. ("Yinson") em 31 de julho de 2023 por US\$ 400 milhões (equivalente a R\$ 1.918.280 na data da transação). A venda foi estruturada através da então controlada AFPS B.V. que detinha o ativo. Deste montante, US\$ 22 milhões (equivalente a R\$ 105.379 na data da transação) foram recebidos em caixa pela controlada Atlanta Field, US\$ 319 milhões (equivalente a R\$ 1.512.201 na data da transação) foram reconhecidos como financiamento concedido à Yinson e aproximadamente US\$ 61 milhões compensados com créditos a pagar à Yinson e outras contas a receber.

O contrato previa ainda que a Enauta Energia financiaria a Yinson pelos custos de adaptação do FPSO, em um valor estimado de aproximadamente US\$ 60 milhões sendo remunerados a taxa de juros 6% a.a..

Antecipação de créditos a receber com a Yinson

Em 06 de agosto de 2025, foram liquidados pela AFPS B.V. de forma integral e antecipada, os recebíveis atrelados ao financiamento da Companhia para o projeto de adaptação do FPSO Atlanta.

Estes créditos estavam registrados por US\$ 410.593 mil na Brava após incorporação da Enauta Energia.

Nesta transação os créditos a receber de curto e longo prazo no montante de R\$ 2.302.894 foram baixados, tendo a Companhia recebido R\$ 1.453.543 em caixa, reconhecendo então, uma despesa financeira no exercício de R\$ 849.351 decorrente da quitação antecipada do financiamento que tinha o seu vencimento original em 2038.

O principal objetivo da transação é a otimização da estrutura de capital da Companhia, por meio da redução da alavancagem e contribuição à geração de caixa, bem como o uso dos recursos em suas atividades e incremento de seus investimentos.

Abaixo está demonstrada movimentação dos saldos.

	31 de dezembro de 2025	
	Controladora	Consolidado
Saldo em 1º de janeiro de 2024	-	-
Incorporação de saldos da combinação de negócios	-	2.211.503
Créditos a receber	-	7.013
Juros incorridos	-	57.439
Variação cambial	-	212.578
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	2.488.533
Créditos a receber	-	26.314
Saldo da incorporação Enauta Energia	2.276.167	-
Juros incorridos	-	84.537
Variação cambial	26.727	(296.490)
Recebimento parcial - Juros	(32.189)	(32.189)
Recebimento parcial - Principal	(24.706)	(24.706)
Liquidação integral	(1.396.648)	(1.396.648)
Baixa do recebível	(849.351)	(849.351)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	-	-

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

14 . Impostos a recuperar

14.1 . Imposto de renda e contribuição social a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido	160.346	6.705	368.309	317.175
	160.346	6.705	368.309	317.175

Os valores de IRPJ/CSLL a recuperar na controladora e consolidado são compostos por saldo negativo de IRPJ e base negativa da CSLL de anos anteriores e antecipações do ano de 2025.

14.2 . Outros impostos a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Imposto de renda e contribuição social a recuperar (IRRF e CSLL)	31.107	697	40.900	43.471
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	351	-	83.476	80.157
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	151.656	6	253.801	484.387
Outros	691	2	3.481	1.617
(-) Perdas estimadas com crédito de liquidação duvidosa (a)	-	-	(66.870)	-
	183.805	705	314.788	609.632
Circulante	145.085	699	275.689	483.746
Não circulante	38.720	6	39.099	125.886

(a) O saldo refere-se à perda estimada em crédito referente a ICMS monofásico.

14.3. Reforma tributária sobre o valor agregado

A reforma da tributação sobre o valor agregado foi regulamentada pela Lei Complementar nº 214 ("Reforma") em 2025, estabelecendo a substituição de tributos como PIS, COFINS, ICMS, ISS e IPI pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), além da instituição do Imposto Seletivo (IS), aplicável a determinados segmentos da economia, incluindo o setor de óleo e gás.

A transição para o novo modelo de tributação ocorrerá no período de 2026 a 2032, sendo que, no primeiro ano desta, não haverá cobrança dos novos tributos criados pela Reforma. A Companhia encontra-se em fase de análise dos impactos decorrentes das mudanças introduzidas, com previsão de conclusão desse processo em 2026.

Os créditos tributários de PIS e COFINS a recuperar, regularmente apurados e registrados pela Companhia até a data de extinção dessas contribuições, poderão ser utilizados para compensação com a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), nos termos da legislação aplicável à transição do novo regime tributário.

A Administração acompanha a regulamentação pertinente e entende que tais créditos permanecem válidos e passíveis de aproveitamento, seja por meio de compensação com débitos próprios de CBS, seja na forma de compensação com outros tributos federais ou ressarcimento, conforme previsto na legislação vigente.

15 . Imposto de renda e contribuição social diferido

A Companhia e suas controladas reconhecem créditos fiscais diferidos relativos a diferenças temporárias e expectativa de compensação de créditos fiscais oriundo da utilização de prejuízo fiscal e base negativa.

A partir de 1º de janeiro de 2023, com as alterações oriundas do CPC 32/IAS 12, relativos aos impostos diferidos decorrente de uma única transação, a Companhia e suas controladas passaram a reconhecer os impostos diferidos sobre arrendamentos e passivos para desmontagem e remoção de forma segregada entre ativos e passivos fiscais diferidos.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Anteriormente às atualizações requeridas pela referida norma, a Companhia e suas controladas já reconheciam os tributos fiscais diferidos constituído sobre arrendamentos e passivos para desmontagem e remoção de forma líquida, portanto não há impactos relevantes na mensuração nos saldos patrimoniais resultantes destas alterações na norma.

Os ativos e passivos fiscais diferidos compõem-se de:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Diferido sobre diferença temporária:				
Varição cambial e outros instrumentos não realizados	(167.063)	-	(49.147)	726.718
Ajuste a valor presente	(9.686)	-	(4.933)	(10.763)
Ajuste a valor justo	931	-	(133.523)	(171.350)
Provisão de abandono	11.483	-	528.981	405.707
IFRS 16	43.354	-	10.056	10.762
Provisão de Bonus / SOP	10.095	-	23.687	15.324
Depreciação acelerada	-	-	(403.130)	(439.501)
Impairment	-	-	(2.421)	-
Combinação de negócios	(357.892)	-	109.642	(70.837)
Outras provisões	131.445	-	11.908	(42.958)
Total dos tributos diferidos líquidos sobre diferença temporária	(337.333)	-	91.120	423.102
Diferido sobre Prejuízo Fiscal	618.896	-	1.118.207	631.875
Diferido sobre mais valia dos ativos nas combinações de negócios	(498.082)	-	(555.297)	(652.212)
Tributos fiscais diferidos, líquidos	(216.519)	-	654.030	402.765
Ativos fiscais diferidos, líquidos	618.896	-	1.546.660	1.054.977
Passivos fiscais diferidos, líquidos	(835.415)	-	(892.630)	(652.212)
Tributos fiscais diferidos, líquidos	(216.519)	-	654.030	402.765

Em decorrência da incorporação da Enauta Energia, detalhada na nota explicativa 1, a Brava realizou o reconhecimento de aproximadamente R\$ 473 milhões sobre prejuízos fiscais e diferenças temporárias acumuladas até dezembro de 2024 em função de expectativa de realização de lucro na Brava a partir de agosto de 2025.

A expectativa de utilização do imposto diferido ativo constituído sobre prejuízo fiscal e base negativa e diferenças temporárias em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024, foi baseada nas projeções dos lucros tributáveis, considerando premissas financeiras e de negócios. O saldo do ativo diferido apresenta a seguinte expectativa de realização:

Ano	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
2026	93.426	-	638.987	700.088
2027	152.042	-	372.464	105.395
2028	209.961	-	338.405	117.178
A partir de 2029	163.467	-	196.804	132.316
	618.896	-	1.546.660	1.054.977

Em 31 de dezembro de 2025, as controladas 3R Operações Marítimas, 3R Pescada e Enauta Petróleo e Gás possuem créditos fiscais a compensar com lucros tributários futuros não contabilizados no valor total de R\$ 95.665 a título de prejuízo fiscal e base negativa por não ser possível afirmar que sua realização é presentemente considerada provável.

No momento em que o modelo financeiro adotado no plano geral de negócio aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia demonstrar que seus créditos tributários diferidos decorrentes dos prejuízos para fins de imposto de renda e da base negativa da contribuição social e adições temporárias apresentarem sua provável realização, a Companhia e suas controladas efetuarão a contabilização destes créditos fiscais.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Valores reconhecidos no resultado

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Crédito (despesa) com imposto de renda e contribuição social corrente	(69.141)	(4.137)	(294.309)	(111.097)
Despesas do exercício corrente	(69.141)	(4.137)	(294.309)	(111.097)
Crédito (despesa) com imposto de renda e contribuição social diferido	881.785	-	252.088	531.199
Diferenças temporárias	200.524	-	(359.336)	288.271
Prejuízo fiscal	618.896	-	513.473	242.928
Mais Valia	62.365	-	97.951	-
Total do crédito (despesa) com imposto de renda e contribuição social	812.644	(4.137)	(42.221)	420.102

Conciliação da alíquota de imposto efetiva

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais vigentes e a despesa de imposto de renda e de contribuição social apurada no resultado é demonstrada como se segue:

	Controladora		Consolidado	
	Jan-Dez 2025	Jan-Dez 2024	Jan-Dez 2025	Jan-Dez 2024
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	598.581	(905.554)	1.453.446	(1.329.793)
Alíquota fiscal vigente	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados pelas alíquotas vigentes	(203.518)	307.888	(494.172)	452.130
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo	1.016.162	(312.025)	451.951	(32.028)
Diferenças permanentes	(40.736)	-	(92.230)	17.796
Equivalência patrimonial	479.480	(112.524)	-	-
Diferenças temporárias para as quais não foi constituído ativo fiscal diferido	-	(143.203)	1.947	(143.204)
Prejuízo fiscal do exercício sem constituição do diferido fiscal do exercício	-	(52.161)	(57.855)	(140.475)
Diferenças Temporárias constituídas/baixadas de períodos anteriores	180.178	-	172.021	-
Prejuízo fiscal do período para o qual não foi constituído ativo diferido	293.458	-	289.010	135.228
Ajuste de conversão	-	-	-	(4.421)
Amortização da mais-valia do imobilizado e intangível	62.365	-	62.365	-
Incentivo fiscal - lucro da exploração (a)	-	-	33.724	111.252
Tributação sobre as bases universais ("TBU") (b)	41.417	-	-	-
Diferença CIT Brasil x Holanda e Suíça (c)	-	-	41.666	-
Baixa Diferido – Autorregularização IN 2168/2023	-	-	(733)	-
Outros	-	(4.137)	2.036	(8.204)
Imposto de renda e contribuição social no período	812.644	(4.137)	(42.221)	420.102
Imposto de renda e contribuição social correntes	(69.141)	(4.137)	(294.309)	(111.097)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	881.785	-	252.088	531.199

(a) A apuração do imposto de renda sobre o lucro é influenciada positivamente pelo incentivo fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – ("SUDENE"), provendo o benefício fiscal de redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração.

(b) O montante apresentado é correlacionado à tributação da renda global incluindo lucros apurados por controladas no exterior, considerando-os disponíveis para tributação na data-base, conforme o princípio constitucional de universalidade da renda.

(c) A diferença de CIT entre Brasil, Holanda e Suíça refere-se à variação das alíquotas e estruturas do imposto de renda corporativo aplicadas por cada país.

15.1 . Tributação mínima global (*Pilar II*)

Em dezembro de 2021, a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (“OCDE”) publicou as regras-modelo do *Pilar II*, no contexto da reforma da tributação internacional. De acordo com essas diretrizes, grupos multinacionais abrangidos pela norma devem apurar a taxa efetiva de imposto em cada país onde atuam, denominada alíquota efetiva GloBE.

Caso, em determinada jurisdição — considerando o conjunto das entidades ali estabelecidas — essa alíquota efetiva GloBE seja inferior ao percentual mínimo de 15%, o grupo deverá recolher um tributo complementar sobre o lucro correspondente à diferença entre a taxa apurada e o mínimo exigido.

A Companhia está sujeita às regras do *Pilar II* da OCDE em diferentes países, como Brasil, Holanda, Luxemburgo e Suíça. No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, não foram identificados efeitos relevantes do *Pilar II* na despesa com imposto sobre o lucro.

Adicionalmente, a Companhia adotou a exceção prevista na norma contábil IAS 12/CPC 32 – Tributos sobre o Lucro, deixando de reconhecer e divulgar ativos e passivos fiscais diferidos relacionados à legislação implementada para viabilizar as regras-modelo do *Pilar II* da OCDE.

16. Ativos classificados como mantidos para venda

	Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativos classificados como mantidos para venda		
Imobilizado	45.586	97.726
Intangível	71.400	71.497
Total do ativo	116.986	169.223
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda		
Provisão para abandono	24.102	28.172
Total do passivo	24.102	28.172

Os ativos classificados como mantidos para venda estão localizados na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte e compreendem:

- 11 concessões de óleo e gás (13 campos) pelo valor total de US\$ 15 milhões (R\$ 92.885), sendo: (i) US\$ 600 mil desembolsados na assinatura do contrato; (ii) US\$ 2,9 milhões a serem pagos no fechamento da transação; (iii) US\$ 8 milhões a serem pagos em duas parcelas diferidas em 12 e 24 meses após o fechamento da transação; e (iv) US\$ 3,5 milhões a serem pagos em até oito anos, em formato de percentual da produção dos campos, com garantia firme de pagamento. O contrato prevê: (i) que todo o óleo produzido durante o período de transição seja vendido para a refinaria da Brava Energia e sua geração de caixa abatida do valor da transação e (ii) que o consórcio comprador assuma a responsabilidade pelo abandono do ativo, estimado em aproximadamente US\$ 21 milhões pela Companhia. A conclusão da transação está sujeita a condições precedentes, em especial à aprovação da ANP, dentre outros.
- Obrigações de abandono correlatas às 11 concessões de óleo e gás no montante R\$ 24.102.

Conforme CPC 25 Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, a Companhia realiza reavaliação de suas provisões para abandono a cada exercício, ajustando-a para refletir a melhor estimativa corrente. Em 2025, foi registrada uma redução de R\$ 4.070 referente aos ativos classificados como mantidos para venda.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em dezembro de 2024, a Companhia iniciou negociação junto à PetroReconcavo S.A., referente à venda de 50% dos ativos que compõem a infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural localizada no Ativo Industrial de Guamaré, na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte. Os ativos e passivos relacionados com esta operação foram reclassificados como mantidos para venda em dezembro de 2024. A transação foi concluída em 30 de setembro de 2025, conforme nota 1, quando o saldo do ativo foi baixado, no seu valor integral de R\$ 48.166. O valor total da transação foi US\$ 65 milhões, dos quais já foram pagos US\$ 61.750 (R\$ 332.238), sendo o restante, US\$ 3.250 a ser pago após a lavratura da escritura pública de compra e venda, prevista para o primeiro semestre de 2026. Como consequência desta transação, foi reconhecido um ganho de R\$ 297.542 no resultado do exercício.

17 . Investimentos

Composição dos investimentos:

Em 31 de dezembro de 2025, os investimentos da Companhia compreendiam a participação societária nas controladas diretas e indiretas abaixo:

	País de operação	Segmento	Controle	Participação (%)
3R Offshore	Brasil	Upstream	Direto	100%
3R Pescada	Brasil	Upstream	Direto	100%
3R Bahia	Brasil	Upstream	Direto	100%
3R Potiguar	Brasil	Upstream e Mid & Downstream	Direto	100%
3R Lux	Luxemburgo	Corporativo	Direto	100%
Operações Marítimas	Brasil	Mid & Downstream	Indireto	100%
Enauta Petróleo e Gás	Brasil	Upstream	Direto	100%
Brava Atlântico	Brasil	Corporativo	Direto	100%
TRPE	Brasil	Corporativo	Direto	100%
Enauta Netherlands	Holanda	Corporativo	Direto	100%
Atlanta Field	Holanda	Corporativo	Indireto	100%
Iris Trading	Suíça	Upstream	Indireto	100%

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Movimentação dos saldos de investimentos:

	3R Offshore	3R Pescada	3R Bahia	3R RNCE	3R Lux	3R Potiguar	Enauta Energia (a)	Enauta Petróleo e Gás (a)	Brava Atlântico (c)	TRPE (c)	Enauta Netherlands	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2024	411.699	150.954	1.828.225	1.817.602	266.072	1.277.271	-	-	-	-	-	5.751.823
Aporte de capital	1.175.000	-	160.000	100.000	-	90.000	-	-	-	-	-	1.525.000
Participação relativa	12.138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.138
Resultado equivalência patrimonial	(172.010)	(12.441)	98.878	419.826	(172.895)	(648.514)	6.248	133.633	-	-	-	(347.275)
Dividendos declarados	-	-	(15.882)	(143.000)	-	-	-	-	-	-	-	(158.882)
Patrimônio Líquido a valor justo na aquisição	74.068	-	-	-	-	-	4.795.999	81.071	-	-	-	4.951.138
Ajuste de conversão	-	22.686	-	-	24.294	-	128.975	-	-	-	-	175.955
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.500.895	161.199	2.071.221	2.194.428	117.471	718.757	4.931.222	214.704	-	-	-	11.909.897
Aporte de capital	310.000	-	65.000	-	-	2.865.926	-	73.000	-	-	-	3.313.926
Participação relativa	-	-	-	-	-	7.189	-	-	-	-	-	7.189
Incorporação de controlada (b)	-	-	-	(2.318.780)	-	6.504.273	(4.167.531)	-	-	-	2.594.043	2.612.005
Baixa mais valia de incorporação	-	-	-	-	-	-	(1.683.901)	-	-	-	-	(1.683.901)
Aquisição de investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	1.187	5	-	1.192
Redução de capital em controlada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.276.165)	(2.276.165)
Resultado equivalência patrimonial	215.693	(23.527)	(51.348)	124.352	(12.495)	(12.148)	1.159.792	50.085	-	-	(47.357)	1.403.047
Ganho alienação ações em tesouraria	-	-	-	-	-	-	20.225	-	-	-	-	20.225
Ajuste de conversão	-	-	-	-	(12.912)	-	(259.807)	-	-	-	(29.362)	(302.081)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	2.026.588	137.672	2.084.873	-	92.064	10.083.997	-	337.789	1.187	5	241.159	15.005.334

(a) Em decorrência da combinação de negócios, ocorrida em 1º de agosto de 2024, os saldos referentes à equivalência patrimonial são relativos aos resultados das investidas nos períodos de agosto a dezembro de 2024.

(b) Conforme incorporações realizadas durante o exercício de 2025, conforme divulgado na nota explicativa 1.

(c) Participações societárias adquiridas em dezembro de 2025, conforme disposto na nota explicativa 1.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Informações financeiras resumidas das controladas:

	31 de dezembro de 2024							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (d)	Resultado
3R Offshore	100%	1.277.864	2.461.314	801.815	1.449.736	1.487.627	13.268	(159.872)
3R Pescada	100%	64.392	169.194	10.661	61.728	161.199	-	(12.441)
3R Bahia	100%	280.145	2.639.639	297.183	551.380	2.071.221	-	98.878
3R RNCE	100%	605.424	2.573.718	503.018	601.740	2.074.383	120.044	419.826
3R Lux	100%	160.839	3.096.150	122.432	3.017.085	117.471	-	(172.895)
3R Potiguar	19%	346.911	1.733.370	310.091	1.051.435	718.756	-	(648.514)
Enauta Energia	100%	4.322.919	17.131.485	1.992.863	16.439.455	3.022.085	1.684.984	6.248
Enauta Petróleo e Gás	100%	40.006	1.468.648	211.065	1.082.884	214.705	-	133.633
		7.098.500	31.273.518	4.249.128	24.255.443	9.867.447	1.818.296	(335.137)

	31 de dezembro de 2025							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (d)	Resultado
3R Offshore	100%	1.357.965	2.655.048	879.229	1.118.449	2.015.335	11.253	215.693
3R Pescada	100%	74.873	154.008	47.460	43.749	137.672	-	(23.527)
3R Bahia	100%	247.638	2.667.597	303.885	526.477	2.084.873	-	(51.348)
3R RNCE (c)	-	-	-	-	-	-	-	124.352
3R Lux	100%	140.125	2.751.200	109.626	2.689.635	92.064	-	(12.495)
3R Potiguar	100%	1.765.863	13.041.703	1.656.726	3.177.906	9.972.934	111.063	(4.959)
Brava Atlântico	100%	1.222	-	35	-	1.187	-	-
TRPE	100%	5	-	-	-	5	-	-
Enauta Netherlands	100%	2.422	241.086	2.349	-	241.159	-	(47.357)
Enauta Energia	-	-	-	-	-	-	-	1.159.792
Enauta Petróleo e Gás	100%	295.635	1.086.268	413.617	630.497	337.789	-	50.085
		3.885.748	22.596.910	3.412.927	8.186.713	14.883.018	122.316	1.410.236

(d) Refere-se a mais valias dos ativos fixos na aquisição da 3R Areia Branca (atual 3R Potiguar), Enauta Participações e de Peroá, que impactam as informações consolidadas e é amortizada conforme a curva de produção.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Segue abaixo o demonstrativo de movimentação dos saldos referentes à mais valia:

Saldo em 1º de janeiro de 2024	132.561
Saldo de mais valia incorporado de controlada	(154.391)
Mais valia na aquisição de ativos - combinação de negócios - Enauta Participações	2.466.323
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(35.438)
(-) Impacto no imposto diferido sobre diferenças de base por conta da amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(590.759)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.818.296
Amortização de mais valia incorporada de controlada	(112.009)
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(104.668)
(-) Impacto no imposto diferido sobre diferenças de base por conta da amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	35.587
(-) Transferência de mais valia para ativos imobilizado e intangível em decorrência da incorporação de controlada	(1.514.890)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	122.316

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

18 . Imobilizado

Controladora

	Vida Útil (anos)	Saldos em 1º de janeiro de 2024	Adição	Baixa	Transferência	Saldo em 31 de dezembro de 2024	Incorporação Enauta Energia (a)	Mais Valia Incorporação	Adição	Baixa	Transferência	Ajuste ARO	Saldo em 31 de dezembro de 2025
Custo													
Máquinas e Equipamentos	8 - 30	25	-	-	-	25	32	-	-	-	1.644.810	-	1.644.867
Imobilizados administrativo	10 -20	9.957	3.167	(6)	-	13.118	8.640	546	2.650	(2.137)	3.038	-	25.855
Instalações	15 - 25	10.847	2.778	-	617	14.242	12.007	6.258	6.670	(144)	6.919	-	45.952
Poços	UOP	-	-	-	-	-	4.004.832	645.886	-	-	(495.921)	-	4.154.797
Plataformas	UOP	-	-	-	-	-	798.359	218.548	-	-	(67.030)	-	949.877
Facilities	UOP	-	-	-	-	-	12.925	17.246	-	-	(12.925)	-	17.246
Terreno	-	-	-	-	-	-	174	912	-	-	-	-	1.086
Desmobilização do Campo	UOP	-	-	-	-	-	432.899	-	-	-	-	42.640	475.539
Imobilizado em andamento	-	2.171	5.018	-	(5.506)	1.683	1.981.831	-	253.966	(64.867)	(1.080.213)	-	1.092.400
		23.000	10.963	(6)	(4.889)	29.068	7.251.699	889.396	263.286	(67.148)	(1.322)	42.640	8.407.619
Depreciação													
Máquinas e Equipamentos		(1)	(3)	-	-	(4)	(32)	-	(12.004)	-	(259.308)	-	(271.348)
Imobilizados administrativo		(2.718)	(1.931)	2	-	(4.647)	(7.223)	(159)	(2.347)	2.050	(48)	-	(12.374)
Instalações		(450)	(371)	-	-	(821)	(7.913)	(621)	(1.076)	144	(247)	-	(10.534)
Poços		-	-	-	-	-	(1.301.559)	(46.700)	(234.830)	-	181.528	-	(1.401.561)
Plataformas		-	-	-	-	-	(777.368)	(8.636)	(30.784)	-	65.602	-	(751.186)
Facilities		-	-	-	-	-	(12.459)	(1.247)	(2.563)	-	12.474	-	(3.795)
Desmobilização do Campo		-	-	-	-	-	(383.630)	-	(4.034)	-	-	(4.914)	(392.578)
		(3.169)	(2.305)	2	-	(5.472)	(2.490.184)	(57.363)	(287.638)	2.194	1	(4.914)	(2.843.376)
Total		19.831	8.658	(4)	(4.889)	23.596	4.761.515	832.033	(24.352)	(64.954)	(1.321)	37.726	5.564.243

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2024	Efeitos da combinação de negócios	Adição	Baixa	Constituição ARO	Impairment	Transferência	Ativos Mantidos Para Venda	Mais Valia	Ajuste de ARO	Ajuste de conversão	Em 31 de dezembro de 2024	Adição	Baixa	Transferência	Mais Valia	Ajuste ARO	Em 31 de dezembro de 2025
Custo																			
Instalações	15 - 25	525.647	12.029	13.544	-	-	(189)	175.495	(6.418)	6.258	-	-	726.366	8.476	(802)	485.867	-	-	1.219.907
Máquinas e equipamentos	15 - 30	2.104.126	26.372	30.089	(1)	-	(5.233)	369.943	(63.399)	-	-	2.473	2.464.370	21.232	(9.957)	2.391.756	-	-	4.867.401
Imobilizados administrativo	10 - 20	187.325	9.120	16.645	(6)	-	(2)	19.516	(187)	546	-	44	233.001	9.219	(2.377)	29.546	-	-	269.389
Poços	UOP	1.490.743	1.465.736	140.258	(216.771)	-	(1.216)	999.495	(4.110)	645.886	-	52.443	4.572.464	34.689	(327)	2.644.908	-	-	7.251.734
Plataformas	UOP	280.468	798.359	189.202	(3)	-	-	57.985	-	218.548	-	-	1.544.559	137.649	-	266.942	-	-	1.949.150
Facilities	UOP	542.482	167.125	-	(33.425)	-	-	(98)	-	17.246	-	44.873	738.203	-	-	(133.700)	-	-	604.503
Veículos	5	1.680	-	1.028	-	-	-	-	-	-	-	-	2.708	2.377	-	-	-	-	5.085
Terreno	-	16.908	174	1.118	-	-	-	-	-	912	-	-	19.112	-	(12.432)	-	-	-	6.680
Desmobilização do campo	UOP	1.171.285	443.136	-	-	889.778	-	-	(28.172)	-	689.843	5.664	3.171.534	-	(43.856)	-	52.027	150.622	3.330.327
Imobilizado em andamento	-	1.162.757	3.821.211	2.990.468	(819.853)	-	-	(1.629.191)	(1.174)	-	-	(1.477)	5.522.741	2.836.886	(66.815)	(5.691.571)	-	-	2.601.241
		7.483.421	6.743.262	3.382.352	(1.070.059)	889.778	(6.640)	(6.855)	(103.460)	889.396	689.843	104.020	18.995.058	3.050.528	(136.566)	(6.252)	52.027	150.622	22.105.417
Depreciação																			
Instalações		(13.700)	(7.673)	(21.975)	-	-	-	-	311	(318)	-	-	(43.355)	(35.977)	162	(351)	(60)	-	(79.581)
Máquinas e equipamentos		(115.421)	(5.140)	(121.420)	1	-	-	-	5.242	(1.534)	-	(483)	(238.755)	(165.472)	5.236	(261.056)	(1.534)	-	(661.581)
Imobilizados administrativo		(14.163)	(7.094)	(11.880)	2	-	-	-	11	(89)	-	(9)	(33.222)	(16.866)	2.249	133	(19)	-	(47.725)
Poços		(440.812)	(1.261.088)	(171.327)	264.509	-	-	-	170	(7.274)	-	(45.141)	(1.660.963)	(521.124)	240	67.048	-	-	(2.114.799)
Plataformas		(70.801)	(777.367)	(27.323)	3	-	-	-	-	(1.345)	-	-	(876.833)	(139.884)	-	65.602	-	-	(951.115)
Facilities		(433.559)	(157.803)	(5.421)	32.019	-	-	-	-	(194)	-	(37.384)	(602.342)	(7.583)	-	128.894	-	-	(481.031)
Veículos		(818)	-	(309)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.127)	(785)	-	-	-	-	(1.912)
Desmobilização do campo		(245.052)	(389.423)	(65.696)	4.995	-	-	-	-	-	-	(5.633)	(700.809)	(278.425)	-	-	(4.914)	-	(984.148)
		(1.334.326)	(2.605.588)	(425.351)	301.529	-	-	-	5.734	(10.754)	-	(88.650)	(4.157.406)	(1.166.116)	7.887	270	(6.527)	-	(5.321.892)
Total		6.149.095	4.137.674	2.957.001	(768.530)	889.778	(6.640)	(6.855)	(97.726)	878.642	689.843	15.370	14.837.652	1.884.412	(128.679)	(5.982)	45.500	150.622	16.783.525

(a) Valor refere-se à incorporação da Enauta Energia pela Brava devido a reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, conforme nota explicativa 1.

Referente às adições do exercício de 2024, destaca-se aquisição de Parque das Conchas, concluída em dezembro de 2024 (conforme descrito na nota explicativa 1). A conclusão desta transação resultou no registro de R\$ 118.920 de ativo imobilizado, R\$ 273.558 de ativo intangível e R\$ 889.778 referente à desmobilização de campo, registrado nas rubricas de imobilizado e provisão de abandono.

As adições na linha de imobilizado em andamento, ocorridas durante o ano de 2025, são referentes à *facilities* para reativação de poços nos campos *onshore* e *offshore*, no valor total de R\$ 1.085.586, sistema definitivo de Atlanta no valor de R\$ 871.183, campanha de perfuração de poços nos campos de Papa-Terra, Macau, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e nos polos Recôncavo e Areia Branca, no valor total de R\$ 320.727, juros capitalizados no montante de R\$ 253.890 referente a dívidas de infraestrutura, *workover* no valor de R\$ 222.887 e almoxarifado de materiais a aplicar na revitalização de poços no valor de R\$ 82.581.

As transferências na linha de imobilizado em andamento, ocorridas durante o exercício de 2025 no montante de R\$ 5.691.571 referem-se principalmente à ativação dos poços e infraestrutura de Atlanta, campanhas de perfuração/intervenção e facilites relacionadas a Potiguar e Papa-Terra.

Efeitos da combinação de negócios - incorporação de ativos da Enauta Participações e subsidiárias

Em 01 de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de combinação de negócios com a Enauta Participações. Os ativos imobilizado líquidos que constavam no balanço da Enauta Participações e suas subsidiárias na data da aquisição totalizavam R\$ 4.137.674, sendo o valor de aquisição dos ativos imobilizados em R\$ 6.743.262, acompanhados da depreciação acumulada no valor de R\$ 2.605.588. O valor justo dos ativos imobilizados que foram apurados na data em que a combinação de negócios ocorreu, gerou uma mais valia de R\$ 889.396.

Avaliação de *impairment*

Em 17 de dezembro de 2024, foi recebida carta proposta de PVE e A&T estabelecendo os principais termos e condições para a negociação de uma transação envolvendo a venda de 11 concessões de óleo e gás localizadas na Bacia Potiguar (13 campos), no estado do Rio Grande do Norte. O valor da carta proposta, era de US\$ 15 milhões (o que equivale a R\$ 92.885, utilizando a taxa de câmbio de 31/12/2024). Diante disto, o montante referente às 11 concessões foi reclassificado para o grupo de “Ativos classificados como mantidos para venda” em dezembro de 2024, quando a Companhia identificou a intenção de venda. Como consequência, foi reconhecido um *impairment* no montante total de R\$ 28.705 referente à variação entre o valor contábil dos ativos e seu valor justo, sendo R\$ 6.640 no grupo de ativo imobilizado. Em 07 de fevereiro de 2025, a Companhia assinou contrato de compra e venda para estas concessões. Detalhes da operação estão descritos na nota explicativa 1.

Para as demais entidades, a Administração da Companhia não identificou indícios que levassem necessidade de realização de teste de *impairment* em 31 de dezembro de 2025.

Em 31 de dezembro de 2025, a Administração não identificou indícios de perda de valor recuperável dos demais intangíveis da Companhia e suas controladas.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

19 . Intangível

Controladora

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2024	Adição	Transferência	Em 31 de dezembro de 2024	Incorporação Enauta Energia	Mais Valia Incorporação	Adição	Baixa	Transferência	Em 31 de dezembro de 2025
Custo											
Cessão de direitos	-	777	-	-	777	665.857	1.373.878	37.930	-	-	2.078.442
Software e licenças	5	22.953	16.992	4.889	44.834	12.978	-	12.348	(16)	1.322	71.466
Marcas e patentes	5	258	-	-	258	-	-	-	-	-	258
		23.988	16.992	4.889	45.869	678.835	1.373.878	50.278	(16)	1.322	2.150.166
Amortização											
Cessão de direitos		-	-	-	-	(120.319)	(47.125)	(96.896)	-	-	(264.340)
Software e licenças		(3.370)	(6.135)	-	(9.505)	(12.108)	-	(9.819)	16	(1)	(31.417)
Marcas e patentes		(255)	(2)	-	(257)	-	-	-	-	-	(257)
		(3.625)	(6.137)	-	(9.762)	(132.427)	(47.125)	(106.715)	16	(1)	(296.014)
Total		20.363	10.855	4.889	36.107	546.408	1.326.753	(56.437)	-	1.321	1.854.152

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2024	Efeitos da combinação de negócios	Adição	Baixa	Impairment	Transferências	Ativos Mantidos Para Venda	Mais Valia	Em 31 de dezembro de 2024	Adição	Baixa	Transferências	Mais Valia	Em 31 de dezembro de 2025
Custo															
Cessão de direitos	UOP	7.562.794	896.461	277.259	(230.604)	(22.065)	-	(83.436)	1.387.145	9.787.554	56.330	-	-	-	9.843.884
Software e licenças	5	68.410	12.762	39.579	(53)	-	6.855	(132)	-	127.421	29.657	(16)	6.252	-	163.314
Marcas e patentes	5	260	-	-	-	-	-	-	-	260	-	-	-	-	260
		7.631.464	909.223	316.838	(230.657)	(22.065)	6.855	(83.568)	1.387.145	9.915.235	85.987	(16)	6.252	-	10.007.458
Amortização															
Cessão de direitos		(600.981)	(107.718)	(482.191)	22.542	-	-	12.036	(24.684)	(1.180.996)	(691.983)	-	-	(13.994)	(1.886.973)
Software e licenças		(8.738)	(11.032)	(18.448)	31	-	-	35	-	(38.152)	(25.538)	16	(270)	-	(63.944)
Marcas e patentes		(255)	-	(2)	-	-	-	-	-	(257)	-	-	-	-	(257)
		(609.974)	(118.750)	(500.641)	22.573	-	-	12.071	(24.684)	(1.219.405)	(717.521)	16	(270)	(13.994)	(1.951.174)
Total		7.021.490	790.473	(183.803)	(208.084)	(22.065)	6.855	(71.497)	1.362.461	8.695.830	(631.534)	-	5.982	(13.994)	8.056.284

Em relação às adições de 2025, destaca-se R\$ 56.330 referentes à cessão de direitos, dos quais R\$ 37.930 decorrem da aquisição de participação societária na Edge II e TRPE, concluída em dezembro de 2025, conforme detalhado na nota explicativa 1. Essa transação resultou no reconhecimento de ativo intangível relativo ao direito de uso associado ao desenvolvimento e futura implementação de projetos de terminal de regaseificação de GNL e usinas termelétricas. Em 2024, destaca-se a aquisição de Parque das Conchas, concluída em dezembro de 2024 (nota explicativa 1), que resultou no reconhecimento de R\$ 118.920 em ativo imobilizado e R\$ 273.558 em ativo intangível.

Efeitos da combinação de negócios - incorporação de ativos da Enauta Participações e subsidiárias

Em 01 de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de combinação de negócios com a Enauta Participações. Os ativos intangíveis líquidos que constavam no balanço da Enauta Participações e suas subsidiárias na data da aquisição totalizavam R\$ 790.437, sendo o valor de aquisição dos ativos intangível em R\$ 909.223, acompanhados da amortização acumulada no valor de R\$ 118.750. O valor justo dos ativos intangíveis que foram apurados na data em que a combinação de negócios ocorreu, gerou uma mais valia de R\$ 1.373.878.

Avaliação de impairment

Em 17 de dezembro de 2024, foi recebida carta proposta de PVE e A&T estabelecendo os principais termos e condições para a negociação de uma transação envolvendo a venda de 11 concessões de óleo e gás localizadas na Bacia Potiguar (13 campos), no estado do Rio Grande do Norte. O valor da carta proposta, era de US\$ 15 milhões (o que equivale a R\$ 92.885, utilizando a taxa de câmbio de 31/12/2024). Diante disto, o montante referente às 11 concessões foi reclassificado para o grupo de "Ativos classificados como mantidos para venda" em dezembro de 2024, quando a Companhia identificou a intenção de venda. Como consequência, foi reconhecido um *impairment* no montante total de R\$ 28.705 referente à variação entre o valor contábil dos ativos e seu valor justo, sendo R\$ 22.065 no grupo de ativo intangível. Em 07 de fevereiro de 2025, a Companhia assinou contrato de compra e venda para estas concessões. Detalhes da operação estão descritos na nota explicativa 1.

Em 31 de dezembro de 2025, a Administração não identificou indícios de perda de valor recuperável dos intangíveis da Companhia e suas controladas.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

20 . Fornecedores

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Fornecedor nacional	369.419	14.709	1.271.849	1.919.894
Fornecedor estrangeiro	666.833	530	706.386	1.232.306
Total	1.036.252	15.239	1.978.235	3.152.200
Circulante	508.098	15.239	1.450.081	2.402.869
Não circulante	528.154	-	528.154	749.331

Os principais saldos de fornecedores nacionais estão relacionados a compra de matéria prima para uso na atividade de refino da 3R Potiguar e a contratação de serviços de operação, manutenção, serviços de tratamento de petróleo bruto, energia elétrica e aquisição de equipamentos para uso na atividade de exploração e produção de petróleo bruto e gás, em todos os Polos da Companhia e suas controladas. Em relação aos fornecedores estrangeiros, os principais saldos estão relacionados ao diferimento parcial da aquisição de bombas do sistema definitivo de produção do campo de Atlanta (R\$ 665.846 no exercício findo 31 de dezembro de 2025 e R\$ 953.841 no exercício findo 31 de dezembro de 2024).

21 . Empréstimos e financiamentos

Composição:

	Controladora			
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco CEF (a)	-	17.154	DI + 2,67% a.a.	Abr/2025
Banco CCB - 2024 (b)	81.180	106.770	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Moeda estrangeira				
Banco Safra (c)	102.954	115.650	6,72% a.a.	Jun/2026
Bank of China (m)	174.512	-	6,02% a.a.	Jan/2029
HSBC (n)	200.608	-	7,06% a.a.	Abr/2027
Total	559.254	239.574		
Circulante	184.842	49.304		
Não circulante	374.412	190.270		

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado			
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco BNB (d)	37.086	37.073	IPCA + 5,29% a.a.	Jun/2030
Banco CEF - Brava (a)	-	17.154	DI + 2,67% a.a.	Abr/2025
Banco CEF - 3R Offshore (e)	71.578	102.261	DI + 2,42%	Jul/2026
Banco CCB - 2024 (b)	81.180	106.770	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Banco ABC (f)	103.529	102.782	DI + 2,96% a.a.	Abr/2026
Banco HSBC (g)	-	217.630	DI + 2,40% a.a.	Abr/2026
Banco BMG - Enauta Energia (h)	-	33.382	DI + 5% a.a.	Dez/2025
Moeda estrangeira				
Banco Safra (c)	102.954	115.649	6,72% a.a.	Jun/2026
Bond Notes (i)	2.859.988	3.218.577	9,75% a.a.	Fev/2031
Banco ABC (j)	-	121.179	8,39% a.a.	Ago/2025
Banco BTG Pactual (k)	-	186.457	SOFR + 4,35% a.a.	Set/2025
Banco XP (l)	-	103.957	8,90% a.a.	Jan/2025
Bank of China (m)	174.512	-	6,02% a.a.	Jan/2029
HSBC (n)	200.608	-	7,06% a.a.	Jan/2027
Total bruto	3.631.435	4.362.871		
Custo de captação	(61.565)	(84.305)		
Total líquido	3.569.870	4.278.566		
Circulante	473.764	668.577		
Não circulante	3.096.106	3.609.989		

Movimentação:

	Controladora	Consolidado
Saldo em 1 de janeiro de 2024	113.649	2.578.059
(+) Incorporação de saldos - reorganização societária	-	844.581
(+) Captação de empréstimos	200.000	2.984.350
(-) Liquidação de principal	(93.333)	(3.010.832)
(-) Juros pagos	(15.928)	(238.016)
(+) Juros incorridos	19.917	348.546
(+) Juros capitalizados	-	3.284
(-) Custo de transação	-	(80.360)
(+) Custo de transação apropriados	-	130.433
(+/-) Variação cambial	15.269	34.337
(+/-) Ajuste de conversão	-	684.184
Saldo em 31 de dezembro de 2024	239.574	4.278.566
(+) Incorporação de saldos - Enauta Energia	482.351	-
(+) Captação de empréstimos	-	379.004
(-) Liquidação de principal	(145.627)	(683.970)
(-) Juros pagos	(28.370)	(370.346)
(+) Juros incorridos	33.365	362.344
(+) Custo de transação apropriados	-	14.044
(+/-) Variação cambial	(22.039)	(63.677)
(+/-) Ajuste de conversão	-	(346.095)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	559.254	3.569.870

(a) Empréstimo captado em abril de 2023, junto ao Banco CEF pela Companhia no montante de R\$ 50.000. O pagamento do principal da dívida foi dividido em 3 parcelas, sendo a primeira paga em 8 de abril de 2024, a segunda em 10 de outubro de 2024 e a terceira a ser paga em 10 de abril de 2025. De acordo com o contrato, o pagamento dos juros foi acordado em 5 parcelas, sendo a última em 10 de abril de 2025.

(b) Empréstimo adquirido pela Companhia em junho de 2024 junto ao Banco CCB no montante de R\$ 100.000. O pagamento do principal da dívida foi dividido em 4 parcelas, sendo a primeira com vencimento em 1º de julho de 2025 e a última em 1º de junho de 2028.

(c) Empréstimos adquiridos pela Companhia em junho de 2024 junto ao Banco Safra no montante de US\$ 18,6 milhões (R\$ 100.000). O principal da dívida deverá ser pago em uma prestação até 8 de junho de 2026. Os juros são pagos em 4 parcelas semestrais, sendo a primeira em 16 de dezembro de 2024 e a última em 8 de junho de 2026.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(d) Empréstimo captado em setembro de 2023 pela controlada 3R Macau (após reestruturação societária, este empréstimo passou a ser da 3R Potiguar), junto ao Banco BNB no montante de R\$ 36.937. O principal da dívida deve ser pago mensalmente a partir de 15 de julho de 2026 até 15 junho de 2030. Os juros são pagos de forma trimestral durante o período de carência (entre 31 de maio de 2022 e 15 de junho de 2026) e mensalmente durante o período de amortização a partir de 15 de julho de 2026, juntamente com as prestações vincendas de principal. O empréstimo conta com garantia de fiança bancária em favor do BNB e em valor equivalente ao montante desembolsado.

(e) Empréstimo contratado em julho de 2023 junto ao Banco CEF pela controlada 3R Offshore no valor de R\$ 100.000. Conforme contrato, o pagamento do principal foi dividido em 3 parcelas semestrais, sendo a primeira em 26 de julho de 2025 e a última em 26 de julho de 2026. O pagamento dos juros é feito de forma trimestral, sendo o último pagamento em 26 de julho de 2026.

(f) Empréstimo adquirido pela 3R Offshore em abril de 2024 junto ao Banco ABC no montante de R\$ 100.000. Conforme contrato, os juros são divididos em 4 parcelas semestrais, sendo a primeira a pagar em 16 de outubro de 2024 e a última em 16 de abril de 2026. O pagamento do principal será realizado em parcela única em 16 de abril de 2026.

(g) Empréstimos adquirido pela 3R Potiguar em abril de 2024 junto ao Banco HSBC no montante de R\$ 200.000. A liquidação do principal e dos juros remuneratórios deveria ser realizada em parcela única em 20 de abril de 2026, no entanto, esse empréstimo foi liquidado em 28 de janeiro de 2025.

(h) Empréstimo captado pela Enauta Energia em dezembro de 2023 junto ao Banco BMG no valor de R\$ 50.000. O principal da dívida deveria ser pago em 3 prestações iguais, sendo a primeira parcela em 27 de dezembro de 2024, a segunda em 30 de junho de 2025 e a terceira parcela em 29 de dezembro de 2025 e os juros mensalmente até 29 de dezembro de 2025. Entretanto, esse empréstimo foi liquidado em 10 de janeiro de 2025.

(i) Refere-se à *senior secured notes* emitidas por meio da subsidiária 3R Lux no montante de US\$ 500 milhões (R\$ 2.484.350) com juros remuneratórios de 9,75% a.a. e vencimento de principal em uma única parcela em fevereiro de 2031 e juros semestrais, sendo o primeiro em 05 de agosto de 2024. Esta captação teve a finalidade de pré-pagamento do empréstimo detido pela 3R Lux. As notes contam ainda com garantias reais de: (i) recebíveis no âmbito de certos contratos off-take de petróleo bruto e/ou gás, (ii) ações de certas subsidiárias da Companhia, e (iii) direitos emergentes de concessões de certas subsidiárias da Companhia. As garantias das debêntures emitidas pela subsidiária 3R Potiguar com o BTG foram inicialmente compartilhadas com as notes nos mesmos termos e grau de senioridade. Após o a quitação integral da debênture BTG Potiguar, realizada em julho de 2025, foram liberadas as garantias de recebíveis e direitos emergentes associados às concessões do Recôncavo assim como todas as garantias de ações de subsidiárias da Companhia.

(j) Empréstimo contratado pela controlada Enauta Energia em março de 2024 junto ao Banco ABC no valor de US\$ 19 milhões (equivalente a R\$ 94.656). O principal foi pago em 1 parcela, acrescido de juros no dia 19 de agosto de 2025. Os juros foram pagos em 3 parcelas, tendo a primeira sido paga em 26 de agosto de 2024, a segunda em 20 de fevereiro de 2025 e a última em 19 de agosto de 2025.

(k) Empréstimo captado pela Enauta Energia em março de 2024 junto ao Banco BTG Pactual no valor de US\$ 30 milhões (equivalentes a R\$ 149.400). O principal deveria ser pago em 1 parcela no dia 15 de setembro de 2025 e os juros em 6 parcelas trimestrais, sendo a primeira em 14 de junho de 2024 e a última em 15 de setembro de 2025. No entanto, esse empréstimo foi liquidado em 24 de janeiro de 2025.

(l) Empréstimo adquirido em janeiro de 2024 pela Enauta Energia junto ao Banco XP no valor de US\$ 15,5 milhões (equivalente a R\$ 75.000). O principal foi pago em 1 parcela, acrescido de juros em 10 de janeiro de 2025.

(m) Empréstimo adquirido em janeiro de 2025 pela Enauta Energia junto ao Bank of China no valor de US\$ 30 milhões (equivalente a R\$ 179.022). O principal da dívida e os juros foram divididos em 4 prestações, sendo a primeira parcela em 21 de janeiro de 2026, a segunda parcela em 19 de janeiro de 2027, a terceira parcela em 14 de janeiro de 2028 e a quarta parcela em 09 de janeiro de 2029.

(n) Empréstimo adquirido em janeiro de 2025 pela Enauta Energia junto ao HSBC no valor de US\$ 34 milhões (equivalente a R\$ 200.000). O principal da dívida acrescida de juros deverá ser pago em 1 prestação no dia 28 de janeiro de 2027.

Cláusulas contratuais restritivas – empréstimos e financiamentos

A Companhia possui empréstimos e financiamentos com determinadas condições contratuais restritivas (*covenants*), usuais para este tipo de transação, que podem exigir, em certos casos de incorrência, o cumprimento de determinados índices financeiros, conforme estabelecido nos respectivos contratos. No exercício findo em 31 de dezembro de 2025 e de 2024, a Companhia cumpriu com estas obrigações.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

22 . Debêntures

Composição

Instrumento	Emissora	Valor de emissão	Data de vencimento	Remuneração	Encargos	Saldo contábil consolidado em		Garantias
						31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	
3ª Emissão	Brava	1.000.000	15/10/2033	IPCA + 8,4166% a.a	Semestral	1.120.304	1.073.091	-
4ª Emissão	Brava	900.000	08/02/2029	CDI + 3% a.a.	Semestral	962.861	948.676	-
4ª Emissão (BTG)	3R Potiguar	2.645.050	20/10/2027	11,1075% a.a.	Trimestral	-	3.110.479	Recebíveis no âmbito de certos contratos off-take de petróleo bruto e/ou gás, ações de certas subsidiárias da Companhia e direitos emergentes de determinadas concessões de subsidiárias da Companhia. As garantias foram compartilhadas nos mesmos termos e grau de senioridade com as senior secured notes emitidas pela subsidiária 3R Lux.
9ª Emissão (Bradesco)	Brava	2.786.850	15/07/2030	CDI + 2,75% a.a.	Trimestral	2.885.877	-	Recebíveis de determinados contratos off-take e direitos emergentes no âmbito da concessão de BC-10 e alienação fiduciária das ações da Enauta Petróleo e Gás.
5ª Emissão (Santander)	Brava	2.461.800	26/05/2028	Variável entre 9,93% a.a. e 10,53% a.a.	Trimestral	2.868.587	3.230.278	-
1ª Emissão - 1ª Série	Brava	736.675	17/12/2029	IPCA + 9,8297% a.a.	Semestral	848.385	812.589	Fiança/garantia corporativa e alienação fiduciária/penhor de ações, conforme aplicável, da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field; penhor de direitos emergentes das concessões de Atlanta e Manati; e cessão fiduciária de contas das respectivas vinculadas para pagamento do serviço da dívida e dos derivativos (swaps) relacionados à cada uma das emissões das debêntures. As garantias foram compartilhadas nos mesmos termos e em mesmo grau de senioridade com os titulares das debêntures da 1ª emissão e da 2ª emissão da Enauta Participações.
1ª Emissão - 2ª Série	Brava	663.325	15/12/2027	CDI + 4,25% a.a.	Semestral	-	667.452	
2ª Emissão - 1ª Série	Brava	103.496	17/09/2029	IPCA + 7,1149% a.a.	Semestral	116.686	111.744	
2ª Emissão - 3ª Série	Brava	996.504	17/09/2029	13,9662% a.a	Semestral	1.036.040	1.034.966	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field
3ª Emissão - 1ª Série	Brava	777.978	17/06/2030	IPCA + 8,0618% a.a.	Semestral	832.855	797.766	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field
3ª Emissão - 2ª Série	Brava	656.073	17/06/2036	13,5733% a.a.	Semestral	659.728	659.395	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field
3ª Emissão - 3ª Série	Brava	665.949	15/06/2034	IPCA + 8,2620% a.a.	Semestral	712.981	682.938	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field
4ª Emissão - 1ª Série	Brava	396.000	17/06/2030	IPCA + 8,0560% a.a.	Semestral	423.799	405.944	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field
4ª Emissão - 2ª Série	Brava	204.000	15/06/2034	IPCA + 8,2674% a.a.	Semestral	218.339	209.139	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field
		14.993.700				12.686.442	13.744.457	
(-) Custo de transação						(397.123)	(534.122)	
(+) Swap da dívida						588.868	1.455.159	
						12.878.187	14.665.494	

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Movimentação

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Saldo inicial	7.291.599	1.879.392	14.665.494	6.684.108
Incorporação de saldos da combinação de negócios (a)	-	5.052.143	-	5.489.495
Incorporação Enauta Energia	2.946.971	-	-	-
Emissão de Debêntures	2.786.850	900.000	2.786.850	900.000
Custos de transação	(47.661)	(13.924)	(47.661)	(13.924)
Custos de transação apropriados	110.025	31.729	185.293	57.724
Juros apropriados	1.246.361	335.659	1.564.508	857.687
Juros apropriados - swap	242.112	348.169	(866.293)	1.019.222
Juros pagos	(1.004.136)	(392.331)	(1.336.105)	(843.221)
Liquidação Principal	(663.326)	(900.000)	(3.436.626)	(918.631)
Atualização monetária	45.795	50.762	(271.450)	731.700
Variação cambial paga	(38.316)	-	(48.908)	(23)
Variação cambial incorrida	(38.087)	-	(316.915)	701.357
Saldo final	12.878.187	7.291.599	12.878.187	14.665.494
Circulante	565.871	124.405	565.871	272.863
Não circulante	12.312.316	7.167.194	12.312.316	14.392.631

Os fluxos de caixa referentes a juros pagos sobre as debêntures são apresentados separadamente. A Administração classifica de maneira consistente, de período a período, como decorrentes de atividades de financiamento.

(a) Saldo decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações contempla R\$ 422.989 de custos de transação.

Cláusulas contratuais restritivas (RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e BRAV19)

A Companhia possui debêntures com determinadas condições contratuais, que exigem o cumprimento de cláusulas restritivas (*covenants*) com base em determinados índices financeiros, com periodicidade de apuração do resultado distintas, conforme estabelecido nos respectivos contratos. Caso não se obtenha a dispensa temporária ou permanente do cumprimento desses índices, o credor poderá decretar vencimento antecipado da dívida.

Para o exercício de 2025 a Companhia cumpriu todos os *covenants* estabelecidos.

No exercício findo de 2024, para todos os casos em que havia a possibilidade dos limites estabelecidos não serem atendidos, a Companhia obteve dos credores a aprovação de anuência prévia (*waiver*), nas datas 11 de março e 14 de março de 2025, para a alteração temporária do limite máximo inicialmente estabelecido para o Índice Financeiro, pelo período de 12 (doze) meses contado do início do quarto trimestre de 2024 (4T2024) (inclusive) até o terceiro trimestre de 2025 (3T2025) (inclusive), ajustando as respectivas regras de cálculo previstas nos seguintes Instrumentos de Emissão referentes à RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar, cujo resgate antecipado foi realizado em julho de 2025.

Redação aplicável para os ativos RRRP13 e RRRP14:

“6.3. (...). (xxiv) descumprimento, pela Emissora, dos seguintes índices financeiros, auferidos em bases trimestrais a partir das demonstrações financeiras consolidadas da Emissora auditadas de 31 de dezembro de cada ano ou das informações trimestrais (“ITRs”) consolidados da Emissora [Brava] referentes a cada trimestre, a serem acompanhados pelo Agente Fiduciário, sendo que a primeira apuração deverá ocorrer com base nas demonstrações financeiras de 2023 (“Índice Financeiro”):

- Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado: menor ou igual a:

Período	Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado
Data da Primeira Integralização até 30 de junho de 2024 (inclusive)	3,5x
Após 01 de julho de 2024 (inclusive)	3,0x

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Redação aplicável para os ativos ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14 e ENAT24:

“6.3. (...). (xxiii) descumprimento, pela Emissora, dos seguintes índices financeiros, auferidos em bases trimestrais a partir das demonstrações financeiras consolidadas da 3R auditadas de 31 de dezembro de cada ano ou das informações trimestrais (“ITRs”) consolidados da 3R referentes a cada trimestre, a serem acompanhados pelo Agente Fiduciário, sendo que a primeira apuração deverá ocorrer com base nas informações financeiras trimestrais imediatamente subsequentes à realização da Incorporação de Ações (“Índice Financeiro”):

- Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado: menor ou igual a:

Período	Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado
Após 01 de julho de 2024 (inclusive)	3,0x

Desta forma, as debêntures acima qualificadas preveem que constitui um evento de inadimplemento que pode acarretar o vencimento antecipado não automático das obrigações, decorrente do descumprimento pela Companhia do covenant Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado (“Índice Financeiro”) maior ou igual a 3,0x, com base na demonstração financeira do exercício de 2024.

Os Índices Financeiros são calculados conforme determinado no respectivo Instrumento de Emissão e consideram informações desta demonstração financeira, ajustes gerenciais e efeitos proforma calculados pelo período dos últimos 12 meses até a data do balanço em conexão com a combinação de negócios (vide nota explicativa 2), aquisições, alienações e descontinuidade de ativos, sociedade, divisões e/ou linhas de negócios, conforme aplicável.

Em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos Instrumentos de Emissão referentes à RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar, conforme abaixo indicado. Considerando a obtenção de *waivers* em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado destas Debêntures, a reclassificação das Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante, conforme o item 74 do CPC 26, consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia.

A autorização dos credores acima mencionada foi obtida por meio de Assembleia Geral de Debenturistas (“AGD”) que: (i) concedeu a anuência prévia com relação ao cálculo do Índice Financeiro em dólares norte-americanos (US\$); e (ii) alterou temporariamente o limite máximo inicialmente estabelecido para o Índice Financeiro, conforme abaixo:

Período	Índice Financeiro
De 01 de outubro de 2024 a 01 de janeiro de 2025	3,5 vezes
De 01 de janeiro de 2025 a 01 de abril de 2025	4,0 vezes
De 01 de abril de 2025 a 01 de julho de 2025	3,75 vezes
De 01 de julho de 2025 a 01 de outubro de 2025	3,5 vezes

Em julho de 2025 a Companhia realizou a sua 9ª Emissão Pública de Debêntures (BRAV19). O instrumento prevê o atendimento ao Índice Financeiro, com apuração trimestral, a partir das demonstrações financeiras publicadas para segundo trimestre de 2025, em linha com os níveis máximos e metodologia indicados acima:

Período	Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado
De 01 de abril de 2025 a 30 de junho de 2025 (inclusive)	3,75x
De 01 de julho de 2025 a 30 de setembro de 2025 (inclusive)	3,5x
Após 01 de outubro de 2025 (inclusive)	3,0x

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Cláusulas contratuais restritivas (ENAT11, ENAT21, ENAT12 e ENAT32)

Em razão da AGD realizada em junho de 2024 para aprovação da combinação de negócios entre 3R Petroleum e Enauta Participações, entre outros temas, as Debêntures correlatas às Emissões ENAT11, ENAT21, ENAT12 e ENAT32 estão dispensadas da necessidade de atendimento do índice Dívida Líquida/EBITDAX até que seja finalizada a reorganização societária com a incorporação da controlada Enauta Energia (ou até 12 meses da data da Incorporação de Ações da Enauta Participações, o que ocorrer primeiro). Importante destacar que as condições contratuais das Debêntures relativas às Emissões ENAT11, ENAT12 e ENAT32, estabelecem um *covenant* de incorrência, e não de manutenção, o que dispensa o *report* periódico. O cumprimento do índice exigido é necessário apenas no caso de emissão de nova dívida pela Companhia.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Companhia permaneceu adimplente com as cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) supracitadas.

23. Adiantamento de clientes

	Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Adiantamento de clientes	923.736	-
	923.736	-

A Companhia realiza operações de adiantamento com clientes, recebendo valores em caixa para futuras entregas de óleo. Em relação ao saldo de adiantamento registrado em 31 de dezembro de 2025, foram firmados acordos que estabelecem a entrega do óleo até o final primeiro trimestre de 2026.

24 . Impostos a recolher

24.1 . Imposto de renda e contribuição social a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido (IRPJ/CSSL)	69.353	4.137	212.158	120.444
	69.353	4.137	212.158	120.444

24.2 . Outros impostos a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	-	3.852	19.859	3.954
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	3.438	35	66.025	68.955
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	9.201	3.511	23.196	23.015
Instituto nacional de seguridade social (INSS)	1.480	61	11.921	22.396
Outros	286	25	3.798	1.527
	14.405	7.484	124.799	119.847
Circulante	8.297	7.484	118.691	113.739
Não circulante	6.108	-	6.108	6.108

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

25 . Valores a pagar por aquisições

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Aquisição Polo Peroá (a)	-	-	135.158	260.644
Aquisição Polo Papa Terra (b)	-	-	398.392	524.809
Aquisição Polo Potiguar (c)	-	-	839.412	1.289.360
Aquisição Parque das Conchas (d)	-	-	172.214	348.987
	-	-	1.545.176	2.423.800
Circulante	-	-	727.276	940.444
Não circulante	-	-	817.900	1.483.356

(a) Em 31 de dezembro de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Peroá é de US\$ 27.012 (R\$ 135.158, líquido de AVP) e refere-se ao pagamento contingente relacionado à apresentação de declaração de comercialidade do Campo de Malombê à ANP.

(b) Em 31 de dezembro de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Papa-Terra é de US\$ 80.572 (R\$ 398.392, líquido de AVP) e refere-se a nove parcelas contingentes com vencimentos atrelados a *triggers* de acordo com contrato.

(c) Em 31 de dezembro de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Potiguar é de US\$ 125.613 (R\$ 839.412, líquido de AVP), devendo ser pagas em duas parcelas de US\$ 62.806 a vencer em março de 2026 e março de 2027.

(d) Em 31 de dezembro de 2025, o valor atualizado a ser pago pela aquisição de Parque das Conchas é US\$ 31.298 (R\$ 172.214), cujo vencimento é em 30 de dezembro de 2026.

26 . Outras obrigações

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Obrigações com parceiros (a)	86.906	-	156.757	115.461
Obrigações contratuais com vendas (b)	68.448	-	68.448	68.703
Obrigações com consórcio (c)	57.922	-	57.922	57.922
Obrigações com antigo controlador (d)	62.112	44.520	62.112	44.520
Adiantamento venda de ativos	16.565	-	16.565	-
Prestação de contas ao operador	-	-	40.980	18.766
Obrigações a pagar Fazenda Pinauna	-	-	-	15.000
Provisão de seguros a pagar	3.469	-	3.469	17.625
Outros	8.160	2.805	37.092	25.883
	303.582	47.325	443.345	363.880
Circulante	183.298	2.805	320.001	258.123
Não circulante	120.284	44.520	123.344	105.757

(a) Em 31 de dezembro de 2025 os saldos referem-se às obrigações relacionadas com parceiros no montante de R\$ 86.906, participação no Campo de Parque das Conchas de 23% no valor de R\$ 29.583 e participação da PetroRecôncavo de 50% na infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural localizada no Ativo Industrial de Guimarães, na Bacia Potiguar de R\$ 40.268.

(b) Em 31 de dezembro de 2025 o montante de R\$ 68.448 (R\$ 68.703 em 31 de dezembro de 2024) é referente a obrigações a pagar para com a Shell Western Supply & Trading Limited decorrente de contrato de compra e venda de óleo no campo de Atlanta.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(c) Em 31 de dezembro de 2025 o valor de R\$ 57.922 (R\$ 57.922 em 31 de dezembro de 2024) refere-se a adiantamentos de Programa Exploratório Mínimo ("PEM") recebido dos sócios dos blocos PAMA-M-265, PAMA-M-337 e FZA-M-90. Estes blocos estão com o contrato suspenso temporariamente em razão do aguardo do IBAMA sobre o licenciamento ambiental.

(d) Pagamento contingente atrelado a apuração do lucro tributável para imposto de renda e da contribuição social pela 3R Offshore, 3R Bahia e Brava. Nos termos do contrato de compra e venda assinado entre o atual e o antigo controlador, caso a Companhia e as suas Controladas citadas venham a aproveitar-se dos prejuízos fiscais, o antigo controlador, fará jus ao valor equivalente de até um terço do benefício auferido em decorrência de sua utilização, deduzidos de determinados passivos pagos pela Companhia.

27 . Transações com partes relacionadas

A movimentação dos saldos com partes relacionadas está demonstrada a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Saldos patrimoniais				
Ativo Circulante				
Debêntures (a)	31.065	193.980	-	-
Dividendos a receber	-	115.882	-	-
Contas a receber de óleo - partes relacionadas (b)	295.656	-	-	-
Contas a receber - partes relacionadas (c)	306.294	151.020	-	-
Total do ativo circulante com partes relacionadas	633.015	460.882	-	-
Ativo Não Circulante				
Debêntures (a)	421.000	5.335.062	-	-
Total do ativo não circulante com partes relacionadas	421.000	5.335.062	-	-
Passivo Circulante				
Contas a pagar - partes relacionadas	66.633	2.487	-	-
Debêntures	-	-	-	21.534
Total do passivo circulante com partes relacionadas	66.633	2.487	-	21.534

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Resultado das operações no período				
Receita com venda de óleo (d)	1.216.364	-	-	-
Juros pagos sobre debentures	-	-	(991)	(4.906)
Receita de juros - Debêntures Partes Relacionadas	527.393	256.425	-	-
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	1.743.757	256.425	(991)	(4.906)

(a) O montante refere-se a transações de debêntures com partes relacionadas e estão resumidas no quadro abaixo. A redução do saldo ocorreu principalmente em virtude das debêntures entre a Brava e a Enauta Energia que foram eliminadas no processo de incorporação.

Emissor	Emissão	Emitida para	Data de emissão	Valor principal	Valor em aberto*	Vencimento	Remuneração
3R RV (atual 3R Bahia)	1ª emissão	Brava	03/10/2022	300.000	290.017	27/02/2029	100% CDI + 3,8%
3R Potiguar	7ª emissão	Brava	04/03/2024	500.000	162.048	07/02/2029	100% CDI + 3,8%
Saldo líquido em aberto					452.065		

* Valor inclui principal e juros em aberto na data-base 31 de dezembro de 2025 (líquido de custos de transação).

(b) O montante de R\$ 295.656 refere-se a valores a receber decorrente de venda de óleo de Atlanta (Brava) para a Íris Trading, empresa do mesmo grupo econômico.

(c) O valor de R\$ 306.294 (R\$ 151.020 em 31 de dezembro de 2024) refere-se ao compartilhamento de gastos pagos pela Controladora e a ser reembolsado pelas suas Controladas.

(d) Corresponde às receitas geradas pelas vendas de óleo de Atlanta (Brava) para a Íris Trading no exercício.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Remuneração pessoal chave

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas nº 6.404/76 e com o Estatuto Social da Companhia, é responsabilidade dos acionistas, em Assembleia Geral, fixar o valor global da remuneração anual dos administradores, cabendo ao Conselho de Administração efetuar a distribuição da verba entre os administradores.

A Companhia é dirigida por um Conselho de Administração composto por, no mínimo, 5 membros e, no máximo, 11 membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral com mandato unificado de 2 anos, e uma Diretoria eleita pelo Conselho de Administração composta por, no mínimo, 3 membros e, no máximo, 7 membros, sendo um diretor presidente, um diretor de relações com investidores, um diretor financeiro e os demais sem designação específica.

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e Diretoria em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 estão nos quadros a seguir:

	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Remuneração e benefícios	46.460	54.183
Encargos sociais	9.366	18.528
Pagamentos baseados em ações	6.676	25.245
Total	62.502	97.956

No quadro Consolidado acima, consta a remuneração do pessoal chave da administração de todas as sociedades do grupo econômico durante o período.

Em 31 de dezembro de 2025, o quadro de administradores da Companhia é composto por 6 membros do Conselho de Administração (7 membros em 31 de dezembro de 2024) e por 4 membros da Diretoria (5 membros em 31 de dezembro de 2024).

Pagamentos baseados em ações

Na Assembleia Geral de Acionistas da Companhia do dia 26 de junho de 2024, foi aprovado o Plano de Incentivos Baseados em Ações ("Plano de Incentivos"), que confere ao Conselho de Administração autorização para definir o modelo de incentivo baseado em ações mais adequado para cada outorga e para cada público-alvo de participantes.

Na mesma Assembleia Geral, foi aprovado que não haveria novas outorgas dos planos aprovados anteriormente ao Plano de Incentivos, de modo que permanecerão em vigor apenas em relação às opções de compra de ações em aberto à época.

Durante o período findo em 31 de dezembro de 2025, as opções em aberto do Plano de Opção de Compra de Ações ("Primeiro Plano"), aprovado em 31 de agosto de 2020 e aditado em 26 de abril de 2021, foram exercidas ou extintas, não havendo mais opções em aberto ao término do referido período.

a) Opção de Compra de Ações

Além das opções de compra de ações do Primeiro Plano, o Conselho de Administração da Companhia aprovou, em 16 de janeiro de 2025, o 1º Programa de Outorga de Opções de Compra de Ações ("Programa I"), cuja outorga ocorreu em 06 de março de 2025. Cada opção de compra outorgada dará direito de adquirir uma ação ordinária de emissão da Companhia.

As condições gerais são:

	Primeiro plano	Plano de Incentivos – Programa I
Preço de exercício	O valor de precificação das ações na B3 à época da outorga em ambiente bursátil.	Média das cotações das Ações BRAV3 na B3, ponderada pelo volume em Reais, dos 90 (noventa) dias anteriores à Data de Referência
Vesting	4 anos, divididos em 3 lotes com período de carência de 2, 3 e 4 anos.	4 anos, divididos em 4 lotes com período de carência de 1, 2, 3 e 4 anos em relação à Data de Referência
Prazo máximo de exercício	12 meses contados da data de término do último período de vesting das opções.	12 meses contados da data de término do último período de vesting das opções.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Abaixo, seguem os termos e condições dos programas aprovados no âmbito do Primeiro Plano e do Plano de Incentivos:

Plano	Programa	Outorga	Término vesting	Prazo final exercício	Opções outorgadas	Opções exercidas	Opções canceladas	Opções em aberto	Preço de exercício	Valor justo na outorga
Primeiro Plano	I	08/dez/2021	Até 31/08/24	31/ago/2025	943.424	526.712	416.712	-	R\$15,75	R\$19,68
Primeiro Plano	II	08/dez/2021	Até 31/08/24	31/ago/2025	1.864.379	876.459	987.920	-	R\$15,75	R\$19,68
Plano de Incentivos	I	06/mar/2025	Até 02/01/29	02/jan/2030	2.364.360	-	-	2.364.360	R\$19,72	R\$4,04

Para a precificação do valor justo das opções dos programas da Companhia, foi utilizado o modelo de *Black-Scholes-Merton*, o qual utiliza as seguintes premissas básicas: o preço da ação na outorga, o preço de exercício, o prazo de carência, a volatilidade do preço das ações, o percentual de dividendos distribuídos e a taxa livre de risco.

Durante o período findo em 31 de dezembro de 2025, foram exercidas 378.140 opções de compra de ações da Companhia, com a integralização de R\$ 5.956 no capital social.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia apresenta uma despesa no período de R\$ 5.463 com os programas de opção de compra de ações (R\$ 41.975 em 31 de dezembro de 2024).

b) Pagamento baseado em ações com liquidação em caixa

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, no âmbito do Plano de Incentivos, o 1º Programa de Pagamento Baseado em Ações com Liquidação em Caixa – *Phantom Shares* (“Programa I”), em 16 de janeiro de 2025, e o 2º Programa de Pagamento Baseado em Ações com Liquidação em Caixa – *Phantom Shares* (“Programa II”) e, em conjunto com o Programa I, “Programas”), em 23 de janeiro de 2025.

Dentro dos Programas, são concedidas “*Phantom Shares*”, que representam o direito de receber, em dinheiro, a diferença positiva entre o Valor da Ação da Companhia e o Preço de Referência, caso seja aplicável, ao término de cada período de carência. As *Phantom Shares* estão distribuídas em quatro lotes com períodos de carência anuais, contados da data de referência.

O Valor da Ação equivale à média ponderada da cotação dos 90 dias anteriores ao término de cada período de carência. Já o Preço de Referência é calculado pela média ponderada da cotação dos 90 dias anteriores à data de referência, que é definida pelo Conselho de Administração, sem nenhum tipo de desconto.

O Programa II possui uma característica adicional, que é a inclusão de condição de aquisição de direito de desempenho, em função de indicadores de performance correspondentes ao exercício social de 2025.

Abaixo, seguem os termos e condições dos Programas:

Programa	Outorga	Término vesting	Prazo final exercício	Phantom outorgadas	Phantom canceladas	Phantom em aberto	Preço de Referência	Valor justo na outorga	Valor justo em 31/12/25
I	04/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	2.364.360	-	2.364.360	R\$19,72	R\$8,19	R\$2,39
I	28/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	5.749.000	870.000	4.879.000	R\$19,72	R\$8,63	R\$2,39
I	17/mar/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	70.000	-	70.000	R\$19,72	R\$8,26	R\$2,39
II	04/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	1.614.000	660.700	953.300	R\$19,72	R\$8,19	R\$2,39
II	28/fev/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	4.230.000	640.000	3.590.000	R\$19,72	R\$8,63	R\$2,39
II	17/mar/2025	Até 02/01/29	Até 02/01/29	40.000	-	40.000	R\$19,72	R\$8,26	R\$2,39

Para a precificação do valor justo das opções dos Programas, foi utilizado o modelo de *Black-Scholes-Merton*, o qual utiliza as seguintes premissas básicas: o preço da ação, o preço de exercício, o prazo de carência, a volatilidade do preço das ações, o percentual de dividendos distribuídos e a taxa livre de risco.

Em 31 de dezembro de 2025, o valor justo contabilizado no período, incluindo encargos sociais, está registrado no passivo no montante de R\$ 6.091 (R\$ 0 em 31 de dezembro de 2024).

28 . Provisão para abandono

Os valores de abandono são mensurados pelo prazo da vida útil econômica do projeto, atualizados pela taxa de inflação, e são trazidos a valor presente para fins de reconhecimento inicial. O passivo de abandono é atualizado anualmente ou quando exista alguma evidência objetiva que seu valor possa estar materialmente inadequado. As revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado (resultado financeiro líquido).

A movimentação do saldo da provisão para abandono está demonstrada a seguir:

	Consolidado									Total
	3R Bahia	3R RNCE	3R Pescada	3R Offshore (Peraó)	3R Offshore (Papa-Terra)	3R Potiguar	Enauta Energia (Manati)	Enauta Energia (Atlanta)	Enauta Petróleo e Gás (Parque das Conchas)	
Saldo em 01 de janeiro de 2024	94.597	150.196	44.664	207.066	99.526	753.309	-	-	-	1.349.358
Constituição da provisão de abandono (b)	-	-	-	-	-	-	-	-	889.778	889.778
Efeito da combinação de negócios	-	-	-	-	-	-	270.031	567.650	-	837.681
Remensuração da provisão do abandono (a)	123.547	130.406	(5.328)	102.814	26.961	331.628	(106.274)	(277.563)	-	326.191
Gastos com abandono no exercício	(8.140)	(72.171)	-	-	(97.625)	(71)	(992)	(96.072)	-	(275.071)
Atualização da provisão do abandono	9.695	12.903	3.977	20.271	8.328	73.072	-	-	-	128.246
Reembolso de gasto com abandono	4.300	419	-	-	163.744	-	-	-	-	168.463
Mais valia de provisão de abandono decorrente da combinação de negócios	-	-	-	-	-	-	(29.499)	(48.729)	-	(78.228)
Transferência passivo mantido para venda	-	(7.742)	-	-	-	(20.430)	-	-	-	(28.172)
Ajuste de conversão	-	-	6.665	-	-	-	-	-	-	6.665
Saldo em 31 de dezembro de 2024	223.999	214.011	49.978	330.151	200.934	1.137.508	133.266	145.286	889.778	3.324.911
Taxa de desconto	9,57%	9,52%	9,52%	9,31%	9,52%	9,52%	9,22%	9,62%	9,22%	
Previsão de abandono	2053	2053	2053	2036	2053	2053	2030	2045	2031	
Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Não circulante	223.999	214.011	49.978	330.151	200.934	1.137.508	133.266	145.286	889.778	3.324.911

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado											
	Brava (Manati)	Brava (Atlanta)	3R Bahia	3R RNCE	3R Pescada	3R Offshore (Peraó)	3R Offshore (Papa-Terra)	3R Potiguar	Enauta Energia (Manati)	Enauta Energia (Atlanta)	Enauta Petróleo e Gás (Parque das Conchas)	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2025	-	-	223.999	214.011	49.978	330.151	200.934	1.137.508	133.266	145.286	889.778	3.324.911
Remensuração da provisão do abandono (a)	(18.625)	9.238	115.645	52.907	(9.845)	(24.705)	85.632	95.851	7.664	7.612	(187.613)	133.761
Gastos com abandono no período	(2.986)	-	(37.581)	-	(178)	-	(1.328)	(27.553)	(1.142)	-	(36.276)	(107.044)
Atualização da provisão do abandono	4.712	5.938	21.404	5.264	4.156	6.028	16.804	149.926	5.966	8.777	62.502	291.477
Transferência passivo mantido para venda	-	-	-	(390)	-	-	-	390	-	-	-	-
Mais valia incorporada	29.499	48.729	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.228
Incorporação de controladas (c)	145.754	161.675	-	(271.792)	-	-	-	271.792	(145.754)	(161.675)	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2025	158.354	225.580	323.467	-	44.111	311.474	302.042	1.627.914	-	-	728.391	3.721.333
Taxa de desconto	8,52%	9,42%	9,42%	-	9,41%	8,91%	9,41%	9,41%	-	-	8,52%	
Previsão de abandono	2030	2045	2049	-	2053	2038	2053	2053	-	-	2031	
Circulante	2.974	4.047	129.955	-	361	-	51.544	178.674	-	-	117.407	484.962
Não circulante	155.380	221.533	193.512	-	43.750	311.474	250.498	1.449.240	-	-	610.984	3.236.371

(a) Durante 2024 e 2025, a Companhia e suas controladas remensuraram a provisão para abandono em conexão com os prazos de vida útil contidos na certificação de reserva emitida pela DeGolyer and MacNaughton conforme nota explicativa 1 e atualização na taxa de desconto e variações nos custos atrelados ao abandono desses ativos. Além disso, a remensuração do campo de Atlanta foi impactada pela venda de 20% da participação para a WAO, conforme nota explicativa 1. Além disso, a Companhia realizou reavaliação de suas provisões para abandono, ajustando-a para refletir a melhor estimativa corrente relacionadas a custos futuros de abandono, conforme determinado pelo CPC 25 Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.

(b) Refere-se à constituição da provisão de abandono decorrente da aquisição de participação de 23% realizada pela Enauta Petróleo e Gás no ativo Parque das Conchas.

(c) Movimentação é reflexo das incorporações realizadas durante o exercício de 2025, conforme divulgado na nota explicativa 1.

Os saldos registrados no passivo de abandono não incluem os montantes referentes ao *Decommissioning Cost Sharing Agreement* ("DCSA"), que totalizam US\$ 124,4 milhões para a 3R Offshore, US\$ 95,9 milhões para a 3R Potiguar e US\$ 53,6 milhões para a 3R Bahia. Conforme estabelecido nos contratos de DCSA, a Petrobras reembolsará os valores estipulados após a conclusão do abandono de determinados poços e plataformas elegíveis. Esse reembolso ocorrerá mediante a comprovação da carga do Relatório Final de Abandono de Poço (RFAP) junto à ANP.

29 . Provisão de contingências

A Companhia e suas controladas estão envolvidas em ações judiciais de naturezas cíveis, fiscais e trabalhistas. Com base no parecer de seus consultores jurídicos internos e externos, a Administração considera a provisão para perdas registradas suficiente para cobrir as perdas prováveis, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Trabalhista	3.651	3.437	3.875	3.548
Cível (a)	12.231	-	19.352	-
Tributário	-	-	-	11
Ambiental (b)	5.825	-	12.370	-
	21.707	3.437	35.597	3.559

(a) O saldo refere-se, majoritariamente, a autos de infração emitidos por órgãos reguladores relacionados ao Campo de Atlanta, no montante de R\$ 12.137.

(b) Refere-se principalmente a ações com órgãos ambientais diretamente relacionadas às empresas do grupo na condição de participante não operador nos ativos Manati e BC-10.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia e suas controladas são objeto de ações trabalhistas, cíveis, ambientais e tributárias cujas probabilidades de perda são avaliadas como possíveis pela Administração e seus consultores jurídicos pelo valor aproximado de R\$ 2.502.505 (R\$ 3.727.477 em 31 de dezembro de 2024).

Abaixo os valores envolvidos cuja probabilidade de perda é considerada possível, suportado pela avaliação dos assessores jurídicos externos:

	Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Cível (c)	1.892.780	3.084.861
Trabalhista	22.819	17.417
Tributária (d)	545.107	586.019
Ambiental	41.732	37.872
Outros	67	1.308
	2.502.505	3.727.477

(c) O saldo apresentado em 31 de dezembro de 2025 refere-se majoritariamente ao processo referente a supostos danos sofridos por pescadores não identificados, em razão de intervenção na atividade pesqueira, pretensamente causada pela criação de uma zona de exclusão ao exercício da pesca pela exploração de petróleo e gás desempenhada pela Petrobras no Polo de Papa-Terra (operado pela 3R Offshore somente a partir de dezembro de 2022). O valor apresentado tem como fato gerador a concessão da licença para exploração emitida pelo órgão ambiental. Em agosto de 2025, foi proferida sentença julgando improcedente os pedidos iniciais formulados pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores ("CNPA"), cujo objetivo é o pagamento de indenização a título de danos materiais e morais (lucros cessantes). Em maio de 2025, a CNPA interpôs apelação e, em outubro de 2025, a 3R Offshore apresentou contrarrazões à apelação, em dezembro o processo foi enviado para julgamento. O valor atualizado apresentado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 1.672.801 (R\$ 1.446.860 em 31 de dezembro de 2024).

Além deste, em dezembro de 2024, existia também processo no valor de R\$ 1.489.835 relativo a supostos danos sofridos por pescadores não identificados, em razão de intervenção na atividade pesqueira, pretensamente causada pela criação de uma zona de exclusão ao exercício da pesca pela exploração de petróleo e gás desempenhada pela 3R Offshore no Campo de Peroá-Cangoá (operado pela 3R Offshore somente a partir de agosto de 2022). Em agosto de 2025, foi proferida sentença julgando improcedentes os pedidos iniciais formulados pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores ("CNPA"), cujo objetivo é o pagamento de indenização a título de danos materiais (lucros cessantes) e morais. Em outubro de 2025 foi proferido acórdão favorável à Companhia, julgando improcedente o pleito. Por este motivo, este processo teve seu prognóstico de perda alterado de possível para remoto em dezembro de 2025.

(d) A composição do passivo tributário classificado como possível envolve principalmente processos diretamente relacionados à Brava no valor total de R\$ 85.151 e processos de responsabilidade enquanto participante minoritário de ativos operados por terceiros, sendo: (i) R\$ 19.664 relativo à participação em ativo operado pela Petrobras; e (ii) R\$ 420.969 relativo à participação em ativo operado pela Shell. Além disso, o montante do passivo tributário engloba o valor de R\$ 1.491 referente a causas relacionadas à incidência de tributos sobre ganhos apurados nas operações de *stock option*.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

30 . Arrendamentos

Direito de uso – Ativo

	Controladora						
	1º de janeiro de 2024	Depreciação	31 de dezembro de 2024	Incorporação Enauta Energia	Incorporação Enauta Energia	Depreciação	31 de dezembro de 2025
Imóvel Administrativo	8.349	(3.131)	5.218	-	15.664	(5.613)	15.269
Plantas e equipamentos	-	-	-	38.179	-	(7.953)	30.226
Embarcações	-	-	-	129.023	3.468	(25.810)	106.681
Aeronaves	-	-	-	54.780	-	(6.521)	48.259
FPSO Atlanta	-	-	-	3.871.984	427.430	(240.809)	4.058.605
	8.349	(3.131)	5.218	4.093.966	446.562	(286.706)	4.259.040

	Consolidado									
	1º de janeiro de 2024	Efeitos da combinação de negócios (a)	Adições e alterações contratuais	Depreciação	Variação cambial	31 de dezembro de 2024	Adições e alterações contratuais	Depreciação (c)	Baixas	31 de dezembro de 2025
Imóvel Administrativo	11.085	61	258	(4.228)	-	7.176	15.664	(8.890)	-	13.950
Outros imóveis	4.105	-	-	(1.443)	-	2.662	-	(1.233)	-	1.429
Plantas e equipamentos	26.179	57.341	7.287	(13.998)	-	76.809	(8.027)	(25.978)	(5.086)	37.718
Embarcações	-	293.273	165.216	(224.951)	(10.233)	223.305	11.495	(128.119)	-	106.681
Aeronaves	-	-	-	-	-	-	58.693	(10.434)	-	48.259
FPSO - Atlanta (b)	-	-	4.178.264	-	-	4.178.264	427.430	(547.089)	-	4.058.605
	41.369	350.675	4.351.025	(244.620)	(10.233)	4.488.216	505.255	(721.743)	(5.086)	4.266.642

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Arrendamentos – Passivo

	Controladora									
	1º de janeiro de 2024	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2024	Incorporação Enauta Energia	Adições e alterações contratuais	Pagamentos	Variação Cambial	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2025
Imóvel Administrativo	9.633	(4.320)	1.104	6.417	-	15.664	(6.758)	-	3.935	19.258
Plantas e equipamentos	-	-	-	-	39.915	-	(8.681)	(862)	1.167	31.539
Embarcações	-	-	-	-	123.758	3.468	(27.142)	(2.516)	4.168	101.736
Aeronaves	-	-	-	-	55.844	-	(8.307)	(482)	2.706	49.761
FPSO Atlanta					3.718.107	427.430	(191.595)	(67.161)	142.201	4.028.982
	9.633	(4.320)	1.104	6.417	3.937.624	446.562	(242.483)	(71.021)	154.177	4.231.276
Circulante	3.677									170.881
Não circulante	2.740									4.060.395

	Consolidado																
	1º de janeiro de 2024	Efeitos da combinação de negócios (a)	Adições e alterações contratuais	Baixas	Reconhecimento de AVP	Pagamentos (d)	Variação Cambial	Mais valia	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2024	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos (d)	Variação Cambial	Mais valia incorporada	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2025
Imóvel Administrativo	12.573	-	258	-	-	(5.433)	-	-	1.635	9.033	15.664	-	(7.420)	-	-	3.688	20.965
Outros imóveis	4.280	-	-	-	-	(2.937)	-	-	1.732	3.075	-	-	(1.305)	-	-	282	2.052
Plantas e equipamentos	28.460	-	7.287	-	-	(16.265)	-	-	2.284	21.766	55.731	(5.086)	(33.729)	(6.795)	-	5.096	36.983
Embarcações	-	288.449	165.216	(43.843)	8.287	(125.592)	18.572	(7.335)	-	303.754	(52.263)	-	(146.560)	(24.046)	7.335	13.516	101.736
Aeronaves	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58.693	-	(12.431)	(968)	-	4.467	49.761
FPSO Atlanta (b)	-	-	4.178.264	-	-	-	-	-	-	4.178.264	427.430	-	(465.646)	(464.571)	-	353.505	4.028.982
	45.313	288.449	4.351.025	(43.843)	8.287	(150.227)	18.572	(7.335)	5.651	4.515.892	505.255	(5.086)	(667.091)	(496.380)	7.335	380.554	4.240.479
Circulante	365.556																178.087
Não circulante	4.150.336																4.062.392

(a) Refere-se aos ativos de direito de uso e passivos de arrendamento líquidos que foram incorporados decorrente do processo de combinação de negócios entre a Brava (anteriormente 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) e a Enauta Participações. A data efetiva de início da companhia combinada foi 1º de agosto de 2024.

(b) Em 31 de dezembro de 2024, refere-se à adição de contrato de arrendamento mercantil, denominado em dólar, junto à Yinson referente ao FPSO de Atlanta que entrou em vigor nesta data. O contrato foi reconhecido considerando os pagamentos fixos em dólares norte-americanos pelo período não cancelável de 15 anos, ajustados por uma taxa de desconto determinada com base em operações semelhantes verificadas no mercado internacional, ajustadas para considerar o risco de crédito da Companhia, que representa, na interpretação da Administração, a taxa incremental para esta operação. As variações cambiais, bem como eventuais pagamentos variáveis, a serem determinados pela performance do ativo, serão reconhecidos diretamente no resultado do exercício, quando incorridos. O contrato permanece inalterado mesmo após o recebimento de créditos da Yinson, vide nota explicativa 13. Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia revisou o cálculo do passivo de arrendamento, ajustando o prazo contratual devido à mudança de estimativa decorrente da nova certificação de reservas.

(c) O valor demonstrado está deduzido da capitalização do projeto Sapura Onix no valor total de R\$ 74.210.

(d) Do montante total, o valor de R\$ 62.363 refere-se a saldo retido na rubrica de fornecedor.

A seguir são apresentadas as principais informações deste contrato de arrendamento, o qual representa 93,5% do passivo de arrendamento.

Fluxo de pagamentos futuros a valor presente	Taxa de desconto (a.a.) – em US\$	Prazo (anos)	31.12.2025	31.12.2024
FPSO Atlanta	10,32%	20	4.028.982	4.178.264

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada no fluxo deste contrato de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

Fluxo de Pagamentos - Futuro nominal	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total
FPSO Atlanta	468.158	468.158	469.441	468.158	7.023.659	8.897.576

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31 . Patrimônio Líquido

Capital social

Em 31 de dezembro de 2024 o capital social da Companhia estava distribuído da seguinte forma:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Banco Bradesco S.A.	1.459.730	56.598.799	12,2%
Jive Investments Gestão de Recursos e Consultoria S.A.	854.516	33.132.563	7,1%
Ações em tesouraria	167.399	9.495.098	2,0%
Outros acionistas	9.489.916	364.952.668	78,7%
	11.971.561	464.179.128	100%

Em 16 de janeiro de 2025 a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia, por subscrição particular, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no plano de opção de compra de ações, aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2020, e aditado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 26 de abril de 2021. O valor do aumento de capital da Companhia foi de R\$ 27, mediante a emissão de 1.684 ações ordinárias, por subscrição privada.

Em 18 de junho de 2025 a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia, por subscrição particular, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no plano de opção de compra de ações, aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2020, e aditado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 26 de abril de 2021. O valor do aumento de capital da Companhia foi de R\$ 105, mediante a emissão de 6.650 ações ordinárias, por subscrição privada.

Em 18 de setembro de 2025 a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia, dentro do limite do capital autorizado, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no plano de opção de compra de ações, aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2020, e aditado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 26 de abril de 2021. O valor do aumento de capital da Companhia foi de R\$ 5.824, mediante a emissão de 369.806 ações ordinárias nominativas, escriturais e sem valor nominal.

As ações que compõem o capital social da Companhia são negociadas na bolsa de valores brasileira, tendo aproximadamente 99,6% em circulação (free floating). Em 31 de dezembro de 2025, o capital social da Companhia ficou assim distribuído:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Banco Bradesco S.A	1.459.267	56.598.799	12,2%
Jive Investments Gestão de Recurso e Consultoria S.A	832.330	32.282.559	6,9%
Bloco Somah Printemps Quantum	838.248	32.512.106	7,0%
Yellowstone	822.882	31.916.100	6,9%
Cobas Asset Management, SGIC, S.A	611.735	23.726.625	5,1%
Administração	42.691	1.655.785	0,4%
Ações em tesouraria	365	14.166	0,0%
Outros acionistas	7.369.999	285.851.128	61,5%
	11.977.517	464.557.268	100%

Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria

A Companhia estruturou dois novos programas de pagamentos baseados em ações, tendo como valor registrado adicionado ao programa já existente. Além das opções de compra de ações em aberto do Primeiro Plano, o Conselho de Administração da Companhia aprovou, em 16 de janeiro de 2025, o 1º Programa de Outorga de Opções de Compra de Ações ("Programa I"), cuja outorga ocorreu em 06 de março de 2025. Estas transações resultaram em um montante líquido de R\$ 5.462 no exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

Reserva de incentivo fiscal

Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (“Sudene”) - Lucro da exploração:

Em virtude da participação no campo de Manati, que está localizado na área de abrangência da Sudene e obedecer às premissas básicas elencadas na legislação vigente para tomada do benefício, a Enauta Energia possuía direito de redução de 75% do imposto de renda e adicional, calculados com base no Lucro da Exploração, sendo esse benefício fiscal transferido para a Brava Energia após o processo de incorporação da Enauta Energia, conforme descrito na nota explicativa 1.

O valor correspondente ao incentivo foi contabilizado no resultado em 2023 na, então controlada, Enauta Energia e posteriormente transferido para a Reserva de Lucros - Incentivos Fiscais, no patrimônio líquido, totalizando R\$ 403.248, uma vez que esse valor não pode ser distribuído aos acionistas.

Em decorrência da incorporação da Enauta Energia pela Brava, em 01 de agosto de 2025, o montante foi registrado no patrimônio líquido da Companhia. No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, foi destinado a esta reserva um valor de R\$ 2.702 adicional, totalizando R\$ 405.950.

Incentivos fiscais estaduais- Crédito presumido – ICMS:

A Enauta Energia possuía uma subvenção para investimento de ICMS incidente sobre as vendas. Tal subvenção foi encerrada em maio de 2022, quando seu saldo foi transferido para Reservas de Lucros - Incentivos Fiscais no patrimônio líquido quando do encerramento do exercício. Em 31 de dezembro de 2025, a Brava totaliza R\$ 123.156 decorrente desta subvenção, saldo este que foi incorporado da Enauta Energia, em 01 de agosto de 2025.

Portanto, o saldo reconstituído na Brava Energia referente a reserva de incentivo fiscal decorrente do processo de incorporação da Enauta Energia foi de R\$ 428.844, sendo adicionado no período findo de 31 de dezembro de 2025, por absorção de prejuízos anteriores o montante de R\$ 97.560 e pela destinação do lucro do período o saldo de R\$ 2.702, totalizando R\$ 529.106 na reserva de incentivo fiscal.

Alienação de ações em tesouraria detidas pela Enauta Energia S.A.

Conforme nota explicativa 1, a Administração aprovou operação que consiste na alienação da totalidade das ações ordinárias (9.480.932 ações) de emissão da Companhia detida pela Enauta Energia na Companhia e em contrapartida, a Companhia efetuou contratação de instrumentos derivativos de liquidação exclusivamente financeira para operação de *total return swap* – TRS referenciada na compra de até 9.480.932 de ações ordinárias de emissão da Companhia. A alienação das ações foi realizada em ambiente de mercado organizado da B3 S.A., a preço de mercado. O valor recebido foi de R\$ 187.373, que gerou um ganho de R\$ 20.225 na rubrica de reserva de capital.

Ajuste de avaliação patrimonial

A Companhia registrou na rubrica “ajuste de avaliação patrimonial” o valor redutor de R\$ 302.081 no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 (R\$ 175.955 em 31 de dezembro de 2024), resultante da conversão da moeda funcional dólar para moeda de apresentação real de suas controladas 3R Lux, Enauta Finance, Enauta Netherlands B.V., Atlanta Field B.V. e Iris Trading. O saldo de ajuste de avaliação patrimonial em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 55.627.

Lucros/(prejuízos acumulados)

No período findo em 31 de dezembro de 2025 a Companhia apresentou um lucro de R\$ 1.411.225, compensando integralmente o prejuízo acumulado existente em 31 de dezembro de 2024. O lucro total auferido foi destinado para a reserva de lucros, conforme segue abaixo:

Reserva de lucros

Reserva legal

A reserva legal é constituída anualmente como destinação de 5% do lucro líquido do exercício após absorção dos prejuízos de exercícios anteriores, conforme artigo 193 da Lei nº 6.404/1976, e não poderá exceder 20% do capital social. A reserva legal tem por finalidade assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital social, mediante capitalização. No exercício de 2025, foi destinada à reserva legal a quantia de R\$39.936.

Reserva de investimento e expansão

Esta reserva foi constituída para registrar a parcela remanescente do lucro líquido ajustado, após a apuração do dividendo mínimo obrigatório, limitada ao montante equivalente a 100% (cem por cento) do capital social, que tem por finalidade (i) assegurar recursos para investimentos em bens do ativo permanente, sem prejuízo de retenção de lucros nos termos do Artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações. Em 31 de dezembro de 2025 a alocação realizada nesta reserva foi de R\$172.256.

Dividendos

O estatuto social da Companhia prevê o percentual de 25% como dividendos mínimos obrigatórios após respectivas deduções. Em 31 de dezembro de 2025, o lucro do exercício remanescente de R\$ 229.675, após absorção do prejuízo acumulado foi distribuído como dividendos mínimos obrigatórios o montante de R\$ 57.419.

Não houve distribuição de dividendos para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

32 . Segmentos operacionais

As informações por segmento de negócio da Companhia são elaboradas e revistas mensalmente através dos relatórios gerenciais que apresentam informações financeiras atribuíveis diretamente ao segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio. A Diretoria Executiva utiliza as informações consolidadas de todas as empresas do Grupo para tomada de decisões, avaliação de desempenho, investimentos, gastos, produções e outros indicadores operacionais.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre os segmentos. As transações entre os segmentos de negócio são mensuradas e apuradas com base em metodologias internas que levam em consideração parâmetros de mercado. Estas transações são eliminadas, fora dos segmentos de negócios, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Os segmentos de negócio da Companhia divulgados separadamente são:

Exploração e Produção (E&P): compreende as atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, incluindo o desenvolvimento da produção. A receita de vendas para terceiros refere-se à venda de óleo e gás relacionados com atividades de exploração e produção. Enquanto a receita de vendas intersegmentos corresponde, principalmente, às transferências de petróleo para o segmento Mid & Downstream.

Mid & Downstream: contempla as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, além de compra e venda de produtos derivados do petróleo e gás, no Brasil. Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto e gás natural do segmento de E&P, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo em mercados nacionais e internacionais. A receita de vendas para terceiros reflete, sobretudo, as operações de comercialização de derivados e de petróleo no país.

Corporativo e outros negócios: são alocados os itens que não podem ser atribuídos aos segmentos de negócios, compreendendo aqueles com características corporativas. Incluem principalmente itens vinculados à gestão financeira corporativa, overhead relativo à administração central e outras despesas.

A Companhia e suas controladas passaram a atuar no segmento de Mid & Downstream após a conclusão da aquisição do Polo Potiguar em 8 de junho de 2023.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

a) Segmento operacional

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	31 de dezembro de 2025
Receita de vendas, líquida (b)	9.057.077	5.393.226	-	(2.827.312)	11.622.991
Custos dos produtos vendidos	(5.814.499)	(5.335.856)	-	2.629.898	(8.520.457)
Lucro Bruto	3.242.578	57.370	-	(197.414)	3.102.534
Despesas gerais e administrativas	(496.659)	(75.334)	(29.348)	-	(601.341)
Gastos de exploração	(62.055)	-	-	-	(62.055)
Outras despesas operacionais, líquida	(315.912)	144.482	(51.525)	-	(222.955)
Resultado financeiro, líquido	351.758	(6.211)	(1.108.284)	-	(762.737)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	2.719.710	120.307	(1.189.157)	(197.414)	1.453.446
Imposto de renda corrente e diferido	199.313	(277.120)	-	35.586	(42.221)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	2.919.023	(156.813)	(1.189.157)	(161.828)	1.411.225

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	31 de dezembro de 2024
Receita de vendas, líquida (b)	5.987.686	6.164.728	-	(3.426.053)	8.726.361
Custos dos produtos vendidos	(3.711.609)	(6.005.852)	-	3.319.677	(6.397.784)
Lucro Bruto	2.276.077	158.876	-	(106.376)	2.328.577
Despesas gerais e administrativas	(484.703)	(52.677)	(108.306)	-	(645.686)
Gastos de exploração	(25.765)	-	-	-	(25.765)
Provisão de perda no valor recuperável de ativos	(28.705)	-	-	-	(28.705)
Outras despesas operacionais, líquida	852.344	(7.584)	24.087	-	868.847
Resultado financeiro, líquido	(3.107.042)	4.872	(668.734)	(56.157)	(3.827.061)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	(517.794)	103.487	(752.953)	(162.533)	(1.329.793)
Imposto de renda corrente e diferido	281.193	108	132.144	6.657	420.102
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(236.601)	103.595	(620.809)	(155.876)	(909.691)

(a) Refere-se majoritariamente a transações de comercialização de óleo e gás entre partes relacionadas.

(b) Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possui três grandes clientes que, individualmente, representam mais de 10% da receita, totalizando R\$ 6.389.047, registrados nos segmentos de Exploração e Produção e Mid & Downstream. Em 31 de dezembro de 2024, havia dois grandes clientes, do mesmo segmento, que perfaziam um total de R\$ 5.114.380.

b) Ativos por segmento

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	31 de dezembro de 2025
Imobilizado	20.674.074	1.340.718	90.625	-	22.105.417
Intangíveis	9.935.938	-	71.520	-	10.007.458
Depreciação, exaustão e amortizações	(6.952.483)	(175.740)	(53.754)	(91.089)	(7.273.066)
Adições ao imobilizado e intangível	2.889.106	197.335	50.074	-	3.136.515

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado				31 de dezembro de 2024
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	
Imobilizado	17.833.587	1.132.404	29.067	-	18.995.058
Intangíveis	9.869.366	-	45.869	-	9.915.235
Depreciação, exaustão e amortizações	(5.177.812)	(91.805)	(15.233)	(91.961)	(5.376.811)
Adições ao imobilizado e intangível	3.554.980	116.256	27.954	-	3.699.190

33 . Receita líquida

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Receita com Vendas				
Receita bruta de petróleo	1.216.364	-	5.486.767	2.173.984
(-) Deduções da receita com petróleo	-	-	(208.092)	(261.279)
Receita de petróleo, líquida	1.216.364	-	5.278.675	1.912.705
Receita bruta de derivados	-	-	6.209.394	6.744.597
(-) Deduções da receita com derivados	-	-	(906.663)	(722.710)
Receita de derivados, líquida	-	-	5.302.731	6.021.887
Receita bruta de gás	156.971	-	1.190.120	819.484
(-) Deduções da receita com gás	(31.074)	-	(246.261)	(171.337)
Receita de gás, líquida	125.897	-	943.859	648.147
Receita com prestação de serviços				
Receita bruta de prestação de serviços	-	-	111.744	162.428
(-) Deduções da receita com prestação de serviços	-	-	(14.018)	(18.806)
Receita de prestação de serviços, líquida	-	-	97.726	143.622
Receita líquida total	1.342.261	-	11.622.991	8.726.361

A receita de petróleo líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Atlanta, Papa-Terra, Parque das Conchas, Peroá, Pescada, Arabaiana, Ponta de Mel e Redonda e dos polos Macau, Rio Ventura, Fazenda Belém e Recôncavo.

A receita de gás líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Manati, Peroá, Pescada, Arabaiana, Parque das Conchas e dos polos Macau, Rio Ventura e Recôncavo.

A receita de derivados refere-se majoritariamente a derivados de petróleo líquido consolidado da Companhia, sendo oriunda dos processamentos de refino ocorrida na refinaria Clara Camarão.

A receita de prestação de serviço consolidada da Companhia refere-se majoritariamente ao serviço processamento de gás no Polo Potiguar.

Em 31 de dezembro de 2025 a receita líquida consolidada, quando comparada aos valores registrados em 31 de dezembro de 2024, está impactada pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações e da conclusão da aquisição, em 30 de dezembro de 2024, da participação de 23% detida pela QatarEnergy nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o Parque das Conchas (BC-10) na Bacia de Campos.

Adicionalmente, a receita líquida da controladora está impactada pela reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, referente à incorporação da Enauta Energia pela sua controladora, Brava. A reorganização teve como objetivo simplificar a estrutura organizacional unificando as operações de determinadas subsidiárias, otimizando a gestão operacional e, conseqüentemente, gerando eficiência nos custos operacionais e administrativos.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

34 . Custo dos produtos vendidos

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Custos de operação (a)	(168.000)	-	(4.463.558)	(3.782.941)
Ocupação e retenção de área	(704)	-	(82.926)	(76.287)
Royalty - petróleo e gás	(80.543)	-	(699.593)	(476.846)
Depreciação e amortização	(630.124)	-	(2.371.059)	(1.204.988)
Tratamento de água e energia elétrica	-	-	(182.778)	(165.084)
Licenciamento e gastos ambientais	(2.545)	-	(222.692)	(236.512)
Gasto de pessoal	(8.667)	-	(201.599)	(165.907)
Processamento e transporte de gás	-	-	(238.612)	(218.031)
Outros	-	-	(57.640)	(71.188)
	(890.583)	-	(8.520.457)	(6.397.784)

(a) No saldo consolidado contém baixas, perdas e obsolescência de estoque no valor de R\$ 169.175.

Em 31 de dezembro de 2025 o custo consolidado dos produtos vendidos da Companhia, quando comparado aos valores registrados em 31 de dezembro de 2024, está impactado pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações e da conclusão, em 30 de dezembro de 2024, da aquisição da participação de 23% detida pela QatarEnergy nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o Parque das Conchas (BC-10) na Bacia de Campos.

Adicionalmente, o custo da controladora está impactado pela reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, referente a incorporação da Enauta Energia pela sua controladora Brava. A reorganização teve como objetivo simplificar a estrutura organizacional unificando as operações de determinadas subsidiárias, otimizando a gestão operacional e, consequentemente, gerando eficiência nos custos operacionais e administrativos.

35 . Despesas gerais e administrativas

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Gastos com pessoal (a)	(3.314)	(10.401)	(235.282)	(325.170)
Serviços prestados por terceiros	(17.814)	(10.176)	(163.988)	(137.522)
Fee combinação de negócios	-	-	-	(26.380)
Depreciação e amortização	(18.332)	(11.572)	(64.700)	(41.218)
Provisão para pagamento baseado em ações (a)	(5.321)	(36.139)	(6.737)	(37.754)
Provisão (reversão) de contingências	(13.539)	(319)	(32.037)	(341)
Manutenção e suporte de software e hardware	(4.959)	(26.236)	(40.986)	(55.189)
Outras despesas	(2.649)	(6.895)	(57.611)	(22.112)
	(65.928)	(101.738)	(601.341)	(645.686)

(a) Em 31 de dezembro de 2025, para a controladora, os gastos com pessoal estão impactados pela implementação do programa de *Cost Share Agreement* para o compartilhamento das despesas comuns, resultando na realocação de tais despesas entre a controladora e as demais empresas do grupo.

Em 31 de dezembro de 2025 as despesas gerais e administrativas consolidadas da Companhia, quando comparadas aos valores registrados em 31 de dezembro de 2024, estão impactadas pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações e da conclusão, em 30 de dezembro de 2024, da aquisição da participação de 23% detida pela QatarEnergy nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o Parque das Conchas (BC-10) na Bacia de Campos.

Adicionalmente, o saldo de despesas gerais e administrativas da controladora está impactado pela reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração, em 01 de agosto de 2025, referente a incorporação da Enauta Energia pela sua controladora Brava. A reorganização teve como objetivo simplificar a estrutura organizacional unificando as operações de determinadas subsidiárias, otimizando a gestão operacional e, consequentemente, gerando eficiência nos custos operacionais e administrativos.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

36 . Gastos exploratórios

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Contencioso - tributário	-	-	-	(11.984)
Aquisição / processamento de sísmica	(15.218)	-	(46.028)	(8.725)
Gastos de gerenciamento de projetos	(1.330)	-	(4.907)	(1.997)
Gastos com geologia e geofísica	(1.699)	-	(3.687)	(1.607)
Gastos incorridos com blocos e poços baixados	-	-	-	(557)
Participações governamentais	(2.153)	-	(6.137)	-
Segurança, meio-ambiente e saúde	-	-	-	169
Outros	(378)	-	(1.296)	(1.064)
	(20.778)	-	(62.055)	(25.765)

37 . Outras despesas / receitas operacionais

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Ganho em transação – WAO	-	-	-	720.319
Remensuração na provisão de abandono (a)	(1.225)	-	9.846	361.125
Abandono petrojarl (b)	-	-	(93.841)	-
Abandono Aratum (c)	-	-	(190.536)	-
Despesas earn-out - antigo controlador (d)	(51.217)	28.642	(46.080)	28.642
Despesas com transição de ativos	-	-	(178)	(970)
Despesas com aquisição de dados e parcerias	-	-	-	(4.136)
Despesas com sonda em stand by	-	-	-	(230.603)
Provisão de perda de crédito estimada (f)	-	-	(210.128)	-
Venda UPGN (e)	-	-	297.542	-
Outras receitas / despesas	12.723	(371)	10.420	(5.530)
	(39.719)	28.271	(222.955)	868.847

- (a) Em 2025, o valor é decorrente da remensuração da provisão de abandono do campo de Pescada. Em 2024, o valor é decorrente da remensuração da provisão de abandono nos campos de Pescada, Atlanta e Manati.
- (b) Gastos incorridos na desmobilização do FPSO Petrojarl que não estavam previstos na provisão de abandono do ativo.
- (c) Gastos incorridos na desmobilização do campo de Aratum que não estavam previstos na provisão de abandono do ativo.
- (d) Refere-se a atualização da obrigação relacionada ao pagamento ao antigo controlador atrelado a apuração do lucro tributável para imposto de renda e contribuição social pela 3R Offshore, 3R Candeias e pela Companhia.
- (e) Ganho decorrente da venda de 50% dos ativos que compõem a infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural localizada no Ativo Industrial de Guamaré, na Bacia Potiguar.
- (f) Em 2025, foram reconhecidas provisões de perdas estimadas com créditos nas seguintes naturezas: (i) outros créditos, no valor de R\$ 110.796; (ii) tributária, no valor de R\$ 66.869 (nota explicativa 14.2) e (iii) contas a receber de clientes, no valor de R\$ 32.463 (nota explicativa 9).

37.1 . Provisão (reversão) no valor recuperável de ativos

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia identificou indícios que levaram a realização do teste de *impairment*, identificando a necessidade de constituição de provisão no valor de R\$ 28.705 como resultado da avaliação do valor justo dos 13 campos (11 concessões) que foram classificados como mantidos para venda em decorrência de negociações em curso, conforme notas explicativas 18 e 19.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia não identificou indícios para reconhecimento de *impairment*.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

38 . Receitas e despesas financeiras

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Receitas financeiras				
Rendimento de aplicação financeira	86.159	42.111	537.368	483.974
Atualização de depósitos judiciais	-	131	-	131
PIS/COFINS sobre receita financeira	(10.915)	(8.982)	(22.600)	(21.728)
Atualização monetária – Debêntures	531	-	323.381	-
Receita de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	527.393	256.425	-	-
Ajuste a valor presente	-	-	-	87.613
Variação cambial ativa líquida (a)	142.436	81	1.057.572	87.287
Ganhos com operações de hedge (b)	587.170	41.631	1.489.868	382.418
Receita com Juros - Yinson	-	-	84.537	-
Receita com Juros - Debêntures	65.878	14.180	-	71.619
Outras receitas financeiras	7.434	632	30.594	18.710
	1.406.086	346.209	3.500.720	1.110.024
Despesas financeiras				
Incremento de abandono	(10.650)	-	(291.477)	(128.246)
Juros – Arrendamento	(154.177)	(1.104)	(380.554)	(5.651)
Juros – Debêntures	(1.208.112)	(335.659)	(1.344.123)	(857.687)
Juros – Empréstimos	(33.365)	(19.917)	(359.938)	(348.546)
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	-	-	(991)	(4.906)
Atualização monetária – Debêntures	(45.795)	(50.762)	(51.931)	(731.700)
Atualização monetária – Earn outs (aquisição)	-	(103)	(121.996)	(171.390)
Perdas com operação de hedge (b)	(58.784)	(350.699)	(289.520)	(1.168.839)
Perda de rendimento na aplicação financeira	-	(467)	-	(4.512)
Ajuste de conversão	-	-	-	(61.347)
Ajuste a valor presente	28.488	(29.044)	(24.918)	(74.999)
Variação cambial passiva líquida (a)	1.978	(16.735)	(76.086)	(1.101.117)
Custos de transação apropriados - Debêntures (d)	(103.626)	(31.729)	(155.312)	(57.724)
Custos de transação apropriados - Empréstimos	-	-	(14.044)	(130.433)
Recebimento alienação crédito Yinson (c)	(849.351)	-	(849.351)	-
Outras despesas financeiras	(109.600)	(6.940)	(303.216)	(89.988)
	(2.542.994)	(843.159)	(4.263.457)	(4.937.085)
Resultado financeiro líquido	(1.136.908)	(496.950)	(762.737)	(3.827.061)

(a) Refere-se à variação cambial correlata aos valores a pagar por aquisições (nota explicativa 25), empréstimos e financiamentos (nota explicativa 21) e debêntures (nota explicativa 22).

(b) A Companhia contrata Collar de brent para proteger parte de sua produção dos próximos 18 meses. Foi obtido um piso de US\$ 62,04 por barril para as puts e um teto de US\$ 77,35 por barril para as calls (3R Bahia), um piso de US\$ 62,25 por barril para as puts e um teto de US\$ 74,75 por barril para as calls (3R Potiguar) e um piso de US\$ 61,09 por barril para as puts e um teto de US\$ 71,91 por barril para as calls (Brava Energia). A Companhia também contrata NDF de câmbio com objetivo de preservar sua capacidade de investimento em dólares norte-americanos (*hedge*) e PUT de brent para proteger parte de sua produção futura.

Além de operação de *swap* com o objetivo de converter as taxas referentes às debêntures para uma dívida com juros fixos em dólares, com objetivo de *hedge* e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros (nota explicativa 40).

(c) Valor refere-se a despesa incorrida na alienação dos créditos a receber com a Yinson, conforme descrito na nota explicativa 13.

(d) A variação do saldo refere-se principalmente a baixa do custo de captação, pelo pagamento antecipado das debêntures de Potiguar e a 2º série da 1º emissão da Enauta Energia, nos montantes de R\$ 61.986 e R\$ 17.090, respectivamente.

39 . Lucro (prejuízo) por ação

O cálculo do lucro básico e diluído por ação foi baseado no lucro líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias e na média ponderada de ações ordinárias em circulação, após os ajustes para os potenciais ações ordinárias dilutivas.

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Lucro básico por ação				
Lucro / (prejuízo) do período	1.411.225	(909.691)	1.411.225	(909.691)
Quantidade média ponderada de ações ordinárias	464.241.700	334.547.956	464.241.700	334.547.956
Resultado líquido básico por ação – R\$	3,04	(2,72)	3,04	(2,72)

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Lucro diluído por ação				
Lucro / (prejuízo) do período	1.411.225	(909.691)	1.411.225	(909.691)
Quantidade média ponderada e diluída de ações ordinárias	466.606.060	334.547.956	466.606.060	334.547.956
Quantidade de ações diluidoras	2.364.360	-	2.364.360	-
Resultado líquido diluído por ação – R\$	3,02	(2,72)	3,02	(2,72)

40 . Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

a) Instrumentos financeiros

Os principais instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber de terceiros, contas a receber com partes relacionadas, adiantamento de clientes, debêntures partes relacionadas, fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures, contas a pagar com partes relacionadas, valores a pagar por aquisições, derivativos e outras obrigações.

A Companhia e suas controladas não operam com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação.

Swap dívida:

A Companhia contrata instrumentos financeiros derivativos (*swap*) com objetivo de converter as taxas de juros das debêntures em reais para uma dívida com juros fixos em dólar, com objetivo de hedge e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros. Foram contratadas as seguintes operações :

- Terceira emissão de Debêntures da Brava (RRRP13): conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais e com taxa de juros de IPCA + 8,4166% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,95% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 1.000.000 (nota explicativa 22).
- Primeira série da primeira emissão de debêntures (ENAT11): conversão de 76% da dívida inicialmente contratada em reais e com taxa de juros de IPCA + 9,8297% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 8,89% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 559.873 (nota explicativa 22).
- Primeira e terceira séries da segunda emissão de debêntures (ENAT12 e ENAT32): conversão de 100% da dívida inicial contratada em reais e com taxa de juros de IPCA + 7,1149% a.a. e taxa de juros pré-fixados em 13,9662%, respectivamente, por uma dívida em dólar com taxa média prefixada de 7,50% a.a. para a 1ª série e 7,83% a.a. para a 3ª série, respectivamente. Valor nominal contratado de R\$ 1.100.000 (nota explicativa 22).
- Terceira emissão de debêntures (ENAT13, ENAT23 e ENAT33): conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de IPCA + 8,0618% a.a., pré de 13,5733% a.a. e IPCA + 8,2620% a.a., respectivamente, por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,51% a.a. para a 1ª série, 7,22% para a 2ª série e 7,70% a.a. para a 3ª série. Valor nominal contratado de R\$ 2.100.000 (nota explicativa 22).
- Quarta emissão de debentures (ENAT14 e ENAT24): conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de IPCA + 8,0560% a.a. e IPCA + 8,2674% a.a., respectivamente, por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,45% a.a. para a 1ª série e 7,68% a.a. para a 3ª série. Valor nominal contratado de R\$ 600.000 (nota explicativa 22).

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- Nona emissão de debentures da Brava (Brav19): conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de CDI + 2,75% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 8,70% a.a. (nota explicativa 22). Valor nominal contratado de R\$ 2.786.850 (nota explicativa 22).

Swap ações da Companhia:

Em 5 de junho de 2025, a Companhia contratou um total return swap ("TRS") referenciado ao preço médio de R\$ 19,78 por ação na ponta ativa, totalizando o montante de R\$ 187.374 corrigido por CDI + 0,5% a.a. com vencimento de 18 meses na ponta passiva. A transação envolveu 9.480.932 de ações ordinárias de emissão da Companhia alienadas nesta data, conforme notas explicativas 1 e 31.

NDF:

A Companhia contrata, através das controladas, 3R Potiguar, 3R Petroleum Offshore, 3R Bahia e Brava Energia, NDF de *brent* com o propósito de proteção contra a oscilação de preços do petróleo. Foram realizadas operações de hedge para parte de sua produção dos próximos 18 meses. Foram obtidos através destes instrumentos financeiros um preço médio de US\$ 66,48 por barril (3R Potiguar), um preço médio de US\$ 63,25 por barril (3R Petroleum Offshore), um preço médio de US\$ 65,85 por barril (3R Bahia) e um preço médio de US\$ 63,92 por barril (Brava Energia).

Collar:

A Companhia contrata *Collar* de *brent* para proteger parte de sua produção dos próximos 18 meses. Foi obtido um piso de US\$ 62,04 por barril para as *puts* e um teto de US\$ 77,35 por barril para as *calls* (3R Bahia), um piso de US\$ 62,25 por barril para as *puts* e um teto de US\$ 74,75 por barril para as *calls* (3R Potiguar) e um piso de US\$ 61,09 por barril para as *puts* e um teto de US\$ 71,91 por barril para as *calls* (Brava Energia).

PUT:

A Companhia possui PUT de *brent* para proteger parte de sua produção futura. Foi obtido um piso médio de US\$ 62,00 por barril (3R Bahia) e um piso médio de US\$ 60,83 por barril (3R Potiguar).

Em 31 de dezembro de 2025 os contratos de NDF, *collar* e PUT oferecem cobertura para 16.604 mil barris (5.014 mil em 31 de dezembro de 2024) que se espera que sejam vendidos nos próximos 18 meses.

Instrumento	Quantidade em milhares de barris		Valor justo registrado em	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
NDFs <i>brent</i>	10.008	192	213.328	(283)
Collar <i>brent</i>	5.696	4.822	93.161	27.242
PUT <i>brent</i>	900	-	16.563	-
Swap ações tesouraria	-	-	(45.093)	-
Total	16.604	5.014	277.959	26.959
Ativo circulante	-	-	320.214	67.899
Ativo não circulante	-	-	5.100	35.607
Passivo circulante	-	-	(2.262)	(22.627)
Passivo não circulante	-	-	(45.093)	(23.638)

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação de preços do petróleo (*brent*).

Instrumento	Quantidade (barris)		Vigência	Preço médio (US\$)	Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024			31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
NDF										
3R Offshore	2.400.000	-	2026	63,00	835.262	-	(797.347)	-	37.915	-
3R Bahia	200.000	5.000	2026	66,00	72.467	2.173	(66.391)	(1.965)	6.076	207
3R Potiguar *	1.700.000	-	2025 - 2026	66,00	621.816	-	(565.278)	-	61.270	-
3R RNCE	-	187.000	2025	-	-	83.922	-	(84.412)	-	(490)
Brava	5.708.333	-	2025 - 2027	64,00	2.007.843	-	(1.899.776)	-	108.067	-

* Inclui NDF de *heating oil / crack* no total de R\$ 4.773 referente a 76.000 barris.

Instrumento	Quantidade (barris)		Vigência	Preço médio (US\$)		Posição líquida ao valor justo	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024		Put	Call	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Collar							
3R Bahia	245.000	1.342.750	2024 - 2026	62,00	77,00	2.520	12.835
3R Potiguar	1.311.000	775.000	2024 - 2026	62,00	75,00	18.805	3.681
3R RNCE	-	2.704.250	2024 - 2025	-	-	-	10.726
Brava	4.139.999	-	2025 - 2026	61,00	72,00	71.837	-

Instrumento	Quantidade (barris)		Vigência	Preço médio (US\$)	Valor justo das opções de venda, posições compradas
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024			
PUT					
3R Bahia	300.000	-	2026	62,00	6.180
3R Potiguar	600.000	-	2026	61,00	10.384

Em 31 de dezembro de 2025 a Brava não possuía operações de NDF para proteção contra a oscilação do dólar. Em 31 de dezembro de 2024 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação do dólar.

	Valor de face (nominal amount - US\$/mil)	Valor justo (R\$/mil)	Cotação do dólar de Compra - US\$	Cotação do dólar na data base	Posição líquida a receber – R\$ mil
31/12/2024					
Enauta Energia	US\$ 210.000	21.934	6,105	6,192	18.417
Brava	US\$ 80.000	8.348	6,105	6,192	7.008

Categoria dos instrumentos financeiros

O CPC 46 (IFRS 13) define valor justo como o valor que seria recebido na venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma transação ordinária entre participantes de um mercado na data de sua mensuração. A norma esclarece que o valor justo deve ser fundamentado nas premissas que os participantes de um mercado utilizam quando atribuem um valor a um ativo ou passivo e estabelece uma hierarquia que prioriza a informação utilizada para desenvolver essas premissas. A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis).

O CPC 40 (R1) (IFRS 7) estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Na medida do possível a Companhia usa dados observáveis de mercado para mensurar o valor justo de um ativo ou passivo que são classificados considerando as entradas usadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma:

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em um mercado ativo que são observáveis para ativos e passivos idênticos na data da mensuração.

Nível 2 – preços são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente ou indiretamente, em um mercado ativo para ativos ou passivos similares ou em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos.

Nível 3 – preços provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado para o ativo ou passivo que não estão baseados em dados de mercado observáveis (preços inobserváveis).

A tabela a seguir apresenta os valores contábeis dos ativos e passivos financeiros incluindo os seus níveis na hierarquia do valor justo, quando aplicáveis:

	Nível	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa	-	279.024	567.337	889.391	3.171.958
Aplicações financeiras	-	2.672.306	-	7.575.425	5.700.248
Caixa restrito	-	331.471	29	373.635	444.811
Contas a receber de terceiros	-	55.515	-	371.363	337.409
Créditos a receber – Yinson		-	-	-	2.488.533
Adiantamentos		1.266	287	106.444	193.422
Contas a receber com partes relacionadas	-	601.950	151.020	-	-
Debêntures - Partes relacionadas	-	452.065	5.529.042	-	-
		4.393.597	6.247.715	9.316.258	12.336.381
Passivos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Fornecedores	-	1.036.252	15.239	1.978.235	3.152.200
Empréstimos e financiamentos	-	559.254	239.574	3.569.870	4.278.566
Debêntures	-	12.878.187	7.291.599	12.878.187	14.665.494
Adiantamento de clientes	-	-	-	923.736	-
Debêntures - partes relacionadas		-	-	-	21.534
Contas a pagar - partes relacionadas	-	66.633	2.487	-	-
Arrendamentos		4.231.276	6.417	4.240.479	4.515.892
Outras obrigações	-	303.582	47.325	443.345	363.880
		19.075.184	7.602.641	24.033.852	26.997.566
Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	179.904	8.348	325.314	103.506
		179.904	8.348	325.314	103.506
Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	45.093	-	47.355	46.265
Valores a pagar por aquisições	2	-	-	1.545.176	2.423.800
		45.093	-	1.592.531	2.470.065

Os ativos e passivos financeiros mensurados ao custo amortizado apresentados acima possuem os seus valores similares aos valores justos devido às suas características, de liquidez, realização e reconhecimento, com exceção das debêntures, do *bond notes* e das aplicações financeiras TRS da 3R Lux. Em 31 de dezembro de 2025, o valor justo das debêntures é de R\$ 12.714.822 avaliado em nível 2 (R\$ 13.624.599 em 31 de dezembro de 2024), do *bond notes* é de R\$ 2.840.146 avaliado em nível 2 (R\$ 3.204.546 em 31 de dezembro de 2024) e da aplicação financeira TRS é de R\$ 2.856.300 (R\$ 3.057.826 em 31 de dezembro de 2024).

b) Gerenciamento de riscos

As atividades da Companhia e suas controladas as expõem a diversos fatores de riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco cambial, risco de volatilidade no preço das ações, risco de taxa de juros), risco de crédito e risco de liquidez.

A Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco. As diretrizes de gerenciamento de risco são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta para definir limites de riscos e controles apropriados e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Risco de liquidez

Representa o risco de escassez de caixa e/ou dificuldade de converter ativos em caixa que pode comprometer a capacidade da Companhia honrar suas dívidas. A Companhia procura alinhar o vencimento de suas dívidas com o período de geração de caixa para evitar o descasamento e gerar a necessidade de maior alavancagem.

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024. Esses valores são brutos e não-descontados e incluem pagamentos de juros contratuais:

31 de dezembro de 2024					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	15.239	15.239	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	239.574	49.304	190.270	-	-
Debêntures	7.291.599	4.901.987	1.565.910	2.440.704	3.273.029
Contas a pagar - partes relacionadas	2.487	2.487	-	-	-
Outras obrigações	47.325	2.805	-	79.730	-

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	3.152.200	2.402.869	749.331	-	-
Empréstimos e financiamentos	4.278.566	668.577	563.949	43.216	3.100.489
Debêntures	14.665.494	7.650.289	4.662.060	5.536.854	4.381.434
Debêntures - partes relacionadas	21.534	21.534	-	-	-
Derivativos	46.265	22.627	23.638	-	-
Valores a pagar por aquisições	2.423.800	940.444	1.594.896	-	-
Outras obrigações	363.880	258.123	61.236	79.730	-

31 de dezembro de 2025					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	1.036.252	508.098	87.081	62.201	378.873
Empréstimos e financiamentos	559.254	184.842	280.387	39.890	-
Debêntures	12.878.187	565.871	5.042.720	5.674.140	1.286.372
Arrendamentos	4.231.276	170.881	8.546.636	291	-
Outras obrigações	303.582	183.298	-	125.809	-

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	1.978.235	1.450.081	89.776	62.201	378.873
Empréstimos e Financiamentos	3.569.870	473.764	299.141	53.194	2.659.300
Debêntures	12.878.187	565.871	5.042.720	5.674.140	1.286.372
Adiantamento de clientes	923.736	923.736	-	-	-
Arrendamentos	4.240.479	178.087	8.548.633	291	-
Derivativos	47.355	2.262	45.093	-	-
Valor a pagar por aquisições	1.545.176	727.276	898.549	-	-
Outras obrigações	443.345	320.001	-	125.809	-

*Os vencimentos contratuais das debêntures consideram a obtenção de waiver conforme divulgado nas notas explicativas 2 e 17.

Risco de crédito

O risco refere-se principalmente ao risco de contraparte das disponibilidades, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber e instrumentos financeiros da Companhia. O risco de crédito é administrado corporativamente. Para bancos e outras instituições financeiras, são aceitos somente títulos de entidades de reconhecida liquidez e independentemente classificadas com *rating* mínimo "A" na escala de *Standard and Poor's*. Para minimizar os riscos de crédito de instrumentos derivativos, a Companhia e suas controladas mantêm relacionamento com bancos e instituições financeiras que possuem *rating* entre A+/A1 e AAA pela *Standard & Poor's*, *Fitch* e *Moody's*.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

No segmento de *upstream* as vendas para entidades fora do grupo econômico estão concentradas em grandes companhias do setor no mercado nacional, sendo majoritariamente comercializadas através de contratos firmados e sem histórico de inadimplência. Para o segmento de *mid and downstream* as vendas são realizadas para grandes distribuidores atuantes no mercado internacional com curtíssimo prazo de recebimento. Sendo assim, a Administração considera que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo.

Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado. O risco de mercado compreende três tipos de risco: risco de taxa de juro, risco de moeda e risco de preço.

Risco de taxas de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas por causa das flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos captados, debêntures, valores a pagar por aquisições e outras obrigações.

A análise de sensibilidade de risco de taxa de juros é realizada para um horizonte de 12 meses. Os valores referentes aos cenários possível e remoto demonstram a despesa total de juros flutuantes caso ocorra uma variação de 25% e 50% nessas taxas de juros, respectivamente, mantendo-se todas as demais variáveis constantes. A tabela a seguir informa, no cenário provável, o valor a incorrer, nos próximos 12 meses, com despesas pela Companhia com os juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024.

Em 31 de dezembro de 2024			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	305.463	363.220	413.743
IPCA	514.936	555.710	596.306
SOFR / LIBOR	157.372	180.185	203.131
Total	977.771	1.099.115	1.213.180

Em 31 de dezembro de 2025			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	633.757	759.043	881.565
IPCA	568.521	623.272	678.595
SOFR / LIBOR	61.609	70.564	80.319
Total	1.263.887	1.452.879	1.640.479

(*) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Risco de moeda (taxa de câmbio)

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por causa de flutuações nas taxas de câmbio do dólar americano que reduzam valores nominais faturados ou aumentem passivos financeiros e obrigações assumidas nas transações em moeda estrangeira registradas no balanço da Companhia. O quadro abaixo demonstra a exposição cambial líquida em dólar:

	Consolidado	
	31 de dezembro de 2025	31 de dezembro de 2024
Ativos		
Caixa e equivalentes de caixa	7.014	292.570
Aplicações financeiras	7.597.391	5.700.248
Contas a receber de terceiros	31.975	141.495
Caixa restrito	42.552	414.189
Créditos a receber - Yinson	-	2.488.533
Derivativos	325.314	103.506
Passivos		
Fornecedores	(706.386)	(1.232.306)
Empréstimos e financiamentos	(3.338.062)	(3.745.819)
Debêntures	(12.878.187)	(1.303.471)
Derivativos	(47.355)	(46.265)
Passivo de arrendamento	(4.028.982)	(4.178.264)
Valores a pagar por aquisições	(1.545.176)	(2.423.800)
Total da exposição cambial líquida	(14.539.902)	(3.789.384)

Uma valorização (desvalorização) possível do real frente ao dólar em 31 de dezembro de 2025 afetaria a mensuração dos instrumentos financeiros denominados em moeda estrangeira com impactos entre ativos e passivos demonstrados abaixo. A análise considera que todas as outras variáveis, especialmente as taxas de juros, permanecem constantes e ignoram qualquer impacto da previsão de vendas e compras.

Ativo	Risco	Consolidado			
		31 de dezembro de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	7.014	6.934	6.241	5.547
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	7.597.391	7.511.233	6.760.110	6.008.986
Caixa restrito	Desvalorização do dólar	42.552	42.069	37.862	33.655
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	31.975	31.612	28.451	25.290
Derivativos	Desvalorização do dólar	325.314	321.625	289.463	257.300

Passivo	Risco	31 de dezembro de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(706.386)	(698.375)	(768.213)	(838.050)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(3.338.062)	(3.300.207)	(3.630.228)	(3.960.248)
Debêntures	Valorização do dólar	(12.878.187)	(12.732.142)	(14.005.356)	(15.278.571)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(1.545.176)	(1.527.653)	(1.680.418)	(1.833.185)
Derivativos	Valorização do dólar	(47.355)	(46.818)	(51.500)	(56.183)
Passivo de arrendamento	Valorização do dólar	(4.028.982)	(3.983.291)	(4.381.620)	(4.779.949)

Para o cálculo dos valores nos cenários acima, considerou-se no cenário provável a taxa média de câmbio projetada e divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN em 26 de dezembro de 2025 referente às expectativas de mercado para o período findo em 30 de dezembro de 2025 (US\$ 1/R\$ 5,44). No cenário possível esta projeção foi majorada na tabela de 10% e no cenário remoto a projeção foi majorada em 20%, ambas em relação ao cenário provável para o risco de valorização do dólar e, reduzida, na mesma proporção, em ambos os cenários, para o risco de desvalorização do dólar. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Em 31 de dezembro de 2024 os cenários estão demonstrados abaixo, considerando a projeção de taxa média de câmbio divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN (US\$ 1,00/R\$ 6,05). No cenário possível esta projeção foi majorada e reduzida em 10% e no cenário remoto a projeção foi majorada e reduzida em 20%, conforme o risco.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Ativo	Risco	Consolidado			
		31 de dezembro de 2024	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	292.570	285.847	257.262	228.678
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	5.700.248	5.569.255	5.012.330	4.455.404
Caixa Restrito	Desvalorização do dólar	414.189	404.671	364.204	323.737
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	141.495	138.243	124.419	110.594
Créditos a receber - Yinson	Desvalorização do dólar	2.488.533	2.431.346	2.188.211	1.945.077
Derivativos	Desvalorização do dólar	103.506	101.127	91.014	80.902
Total da exposição líquida		(3.789.384)	(3.702.305)	(5.858.634)	(8.014.961)

Passivo	Risco	31 de dezembro de 2024	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(1.232.306)	(1.203.987)	(1.324.386)	(1.444.784)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(3.745.819)	(3.659.739)	(4.025.713)	(4.391.687)
Debêntures	Valorização do dólar	(1.303.471)	(1.273.518)	(1.400.870)	(1.528.222)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(2.423.800)	(2.368.101)	(2.604.911)	(2.841.722)
Derivativos	Valorização do dólar	(46.265)	(45.202)	(49.722)	(54.242)
Passivo de arrendamento	Valorização do dólar	(4.178.264)	(4.082.247)	(4.490.472)	(4.898.696)
Total da exposição líquida		(3.789.384)	(3.702.305)	(5.858.634)	(8.014.961)

Risco de preço

Os riscos de preços para a Companhia são provenientes da variação dos preços do petróleo. As operações com derivativos têm como objetivo exclusivo a proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto e longo prazo.

A tabela de sensibilidade abaixo analisa a variação no preço do Brent e o efeito no resultado do período da marcação a mercado e da liquidação dos contratos de NDF e collars em três cenários: (i) cenário provável considerando os últimos preços de fechamento no mercado dos contratos futuros em aberto (US\$ 61,66 para 2025 e US\$ 60,30 para 2026); (ii) cenário possível, considerando desvalorização de 10% sobre os preços do cenário provável; e (iii) cenário remoto, considerando desvalorização de 20% sobre os preços do cenário provável. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Ativo	Risco	31 de dezembro de 2025	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do Brent	325.314	300.482	813.356	1.348.559
Total da exposição líquida		325.314	300.482	813.356	1.348.559

Passivo	Risco	31 de dezembro de 2024	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do Brent	(26.959)	(664)	(730)	(797)
Total da exposição líquida		(26.959)	(664)	(730)	(797)

41 . Compromissos assumidos

Abaixo apresentam-se compromissos assumidos pela Companhia em 31 de dezembro de 2025:

a) Parcela *Gross Overriding Royalties*: Pagamento contingente de 3% sobre a receita bruta auferida pela Companhia decorrente do desenvolvimento de blocos exploratórios específicos da Companhia, caso este ocorra durante período de no máximo 10 anos.

b) Em 09 de julho de 2020 a controlada 3R Pescada firmou contrato para a aquisição de 65% de participação da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão. O valor de venda da transação foi de US\$ 1,5 milhões, a ser pago em duas parcelas, sendo US\$ 300 mil pagos na assinatura do contrato e US\$ 1,2 milhões no fechamento da transação, sem considerar os ajustes acordados calculados a partir do *effective date* (1º de janeiro de 2020).

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2025 e 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

42 . Seguros

A Companhia tem um programa de gerenciamento de riscos com o objetivo de delimitá-los contratando no mercado coberturas compatíveis com o seu porte e operação. As coberturas foram contratadas por montantes considerados suficientes pela Administração para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza da sua atividade, os riscos envolvidos em suas operações e a orientação de seus consultores de seguros.

Em 31 de dezembro de 2025 a Companhia apresentava as seguintes principais apólices de seguro contratadas com terceiros apresentados em reais ou dólar, quando aplicável:

Riscos cobertos	Montante de cobertura (R\$)	Montante de cobertura (US\$)
Seguro de Responsabilidade Civil por danos materiais e ambientais causados pelo FPSO (P&I)	-	1.300.000.000
Seguro de Responsabilidade Civil Geral - ATI	-	50.000.000
Seguro de Responsabilidade Civil Administradores e Diretores	200.000.000	-
Seguro de Operador Portuário - ATI	-	10.000.000
Seguro de Riscos Nomeados e Operacionais - ATI	-	440.000.000
Seguro Garantia Descomissionamento	4.090.189.609	-
Seguro Garantia Programa Exploratório Mínimo	343.899.007	-
Seguro garantia e fiança locatícia	95.410.786	-
Seguro Compreensivo Empresarial - Escritório Corporativo	56.124.500	-
Seguro de Construção - Instalação FPSO Atlanta e desinstalação FPSO Petrojarl	-	701.160.119
Seguro de Riscos de Petróleo – Operacional	-	3.028.828.016
Seguro Riscos Cibernéticos	100.000.000	-
Seguros DEPEM e RETA (Drones)	122.321	-

43 . Eventos subsequentes

Acordo comercial

Em 5 de janeiro de 2026, a Companhia celebrou acordo com a Raizen que estabelece a venda de querosene de aviação (“QAV”) em volume mínimo mensal pelo prazo de quatro anos. O acordo inclui, ainda, a quitação e o perdão de disputas existentes entre as partes.

Como contrapartida, a Companhia comprometeu-se ao pagamento do montante total de US\$ 16 milhões, a ser liquidado em 48 parcelas mensais, iguais e consecutivas.

Assinatura de contrato de aquisição de participação em Tartaruga Verde e Espadarte

Em 15 de janeiro de 2026, a Companhia celebrou contrato para aquisição da participação de 50% atualmente detida pela PETRONAS Petróleo Brasil Ltda. (“PPBL”) no campo de Tartaruga Verde (Concessão BM-C-36) e no Módulo III do campo de Espadarte, localizados na Bacia de Campos, Estado do Rio de Janeiro. A transação tem valor total de US\$ 450 milhões, sendo: (i) US\$ 50 milhões pagos na data de assinatura; (ii) US\$ 350 milhões a serem pagos no fechamento da transação, valor este sujeito a ajustes atrelados a data efetiva da transação (01 de julho de 2025); e (iii) duas parcelas diferidas, no valor de US\$ 25 milhões cada, a serem pagas em 12 e 24 meses após o fechamento, respectivamente.

A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes usuais para transações dessa natureza, incluindo, entre outras, a obtenção das aprovações do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”) e da ANP, bem como a manifestação quanto ao exercício do direito de preferência pelo atual operador.

Atualização sobre arbitragem relativa ao consórcio do Campo de Papa-Terra

Em 15 de fevereiro de 2026, foi emitida ordem procedimental referente ao processo de arbitragem existente entre NTE e 3R Offshore, autorizando a 3R Offshore a prosseguir com os atos necessários à conclusão da cessão da participação de 37,5% detida pela NTE no Consórcio do Campo de Papa-Terra, incluindo a transferência perante a ANP e demais órgãos governamentais competentes. A referida autorização está sujeita às seguintes condições, que devem ser observadas até a decisão final do Tribunal Arbitral sobre o mérito da disputa:

**Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2025 e 2024**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

1. Proibição de alienação a terceiros: a 3R Offshore fica impedida de vender ou transferir a participação de 37,5% a terceiros; e
2. Reversibilidade: a cessão permanece reversível até a decisão final do Tribunal Arbitral.

Richard Kehrler Kovacs

Diretor-Presidente

Luiz Carvalho

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Mauro Braz Rocha

Gerente Executivo de Controladoria

CRC-RJ 080.124/O-9

Leandro Nonato da Cunha

Gerente de Contabilidade

CRC-RJ 082.934/O

DECLARAÇÃO DE REVISÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E DO PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES PELOS DIRETORES

Em atendimento aos incisos V e VI do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Brava Energia S.A. (“Companhia”) (doravante “Diretoria Executiva”), sociedade anônima de capital aberto, constituída em 17 de junho de 2010, com sede na Praia de Botafogo, 186, 16º andar, Botafogo, Rio de Janeiro/RJ, declaram que:

- 1. Reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Controladora e Consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards - IFRS*), relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025.
- 2. Declaram ainda que reviram e discutiram as opiniões expressas no relatório das demonstrações financeiras da Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda. relativamente às demonstrações financeiras da Controladora e Consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards - IFRS*) relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025. A Diretoria Executiva declara sua discordância quanto ao posicionamento dos auditores independentes expresso na forma de ressalva contida em sua base para conclusão com ressalva sobre as demonstrações financeiras, onde relatam a necessidade de reclassificação de dívidas no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024, no montante de R\$ 7.559 milhões, do passivo não circulante para o passivo circulante, não efetuada pela Companhia e que estaria afetando, de acordo com o texto contido na ressalva, a comparabilidade do balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025.

Tal assunto está divulgado pela Companhia nas Notas Explicativas nº 2.1 e 17 das referidas demonstrações contábeis intermediárias, cabendo aqui esclarecimento em relação aos fatos, e fundamentação de nossa posição.

Em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos Instrumentos de Emissão referentes à RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar, conforme abaixo indicado. Considerando a obtenção de *waivers* em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores (vide nota explicativa 43) e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado destas Debêntures, a reclassificação das Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante, conforme o item 74 do CPC 26, consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia (vide nota explicativa 2.1).

A autorização dos credores acima mencionada foi obtida por meio de Assembleia Geral de Debenturistas (“AGD”) que: (i) concedeu a anuência prévia com relação ao cálculo do Índice Financeiro em dólares norte-americanos (US\$); e (ii) alterou temporariamente o limite máximo inicialmente estabelecido para o Índice Financeiro, conforme abaixo:

Período	Índice Financeiro
De 01 de outubro de 2024 a 01 de janeiro de 2025	3,5 vezes
De 01 de janeiro de 2025 a 01 de abril de 2025	4,0 vezes
De 01 de abril de 2025 a 01 de julho de 2025	3,75 vezes
De 01 de julho de 2025 a 01 de outubro de 2025	3,5 vezes

Apesar de terem sido concedidos os *waivers* por parte dos credores envolvidos, a KPMG Auditores Independentes (auditor antecessor) manifestou seu entendimento de que o passivo não circulante correspondente ao montante das referidas debêntures deveria ser reclassificado como passivo circulante no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024, sob a alegação de haver previsão expressa no CPC 26, em seu artigo 74, de que este seria o tratamento a ser adotado nestas circunstâncias.

Em relação à reclassificação proposta, cabe-nos ressaltar que a posição da Administração da Companhia é que a apresentação da dívida como devida a curto prazo não corresponderia à realidade do cronograma dos pagamentos da dívida e consistiria grave distorção do Balanço Patrimonial. Considerando que obtivemos todos os *waivers* antes da emissão e aprovação do balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024 (e, por decorrência, antes da data da emissão do relatório dos auditores), a Administração entende que a citada reclassificação resultaria numa informação enganosa nas nossas Demonstrações Financeiras, notadamente no Balanço Patrimonial, induzindo o leitor a uma interpretação incorreta da posição patrimonial e financeira da Companhia de 31 de dezembro de 2024, principalmente no que se refere à sua solvência e capacidade de geração de caixa e, desta forma, não efetuou a referida reclassificação.

O próprio Pronunciamento CPC 26, nos seus itens 19 e 20 (extrato abaixo), indica como a Administração deverá tratar a aplicação de determinada regra contábil quando, em seu julgamento, tal aplicação conduz a uma apresentação enganosa – caso em que entra, consequentemente, em conflito com o Pronunciamento CPC 00:

“19. Em circunstâncias extremamente raras, nas quais a administração vier a concluir que a conformidade com um requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC conduziria a uma apresentação tão enganosa que entraria em conflito com o objetivo das demonstrações contábeis estabelecido no CPC 00, a entidade não deve aplicar esse requisito e deve seguir o disposto no item 20, a não ser que esse procedimento seja terminantemente vedado do ponto de vista legal e regulatório.

20. Quando a entidade não aplicar um requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC ou de acordo com o item 19, deve divulgar:

(a) que a administração concluiu que as demonstrações contábeis apresentam de forma apropriada a posição financeira e patrimonial, o desempenho e os fluxos de caixa da entidade;

(b) que aplicou os pronunciamentos técnicos, interpretações e orientações do CPC aplicáveis, exceto pela não aplicação de requisito específico com o propósito de obter representação apropriada;

(c) o título do pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC que a entidade não aplicou, a natureza dessa exceção, incluindo o tratamento que o Pronunciamento Técnico, Interpretação ou Orientação do CPC exigiria; a razão pela qual esse tratamento seria tão enganoso que entraria em conflito com o objetivo das demonstrações contábeis, estabelecido no CPC 00; e o tratamento efetivamente adotado; e

(d) para cada período apresentado, o impacto financeiro da não aplicação do pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC vigente em cada item nas demonstrações contábeis que teria sido informado, caso tivesse sido cumprido o requisito não aplicado.”

Este entendimento da Administração guarda plena aderência com a opinião do Senhor Guillermo Braunbeck, professor doutor do Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, parecerista independente com notório saber sobre o assunto, contida em seu Parecer Técnico emitido em 18 de março de 2025.

Rio de Janeiro, 11 de março de 2026.

Richard Kehrner Kovacs
Diretor-Presidente

Luiz Carvalho
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Carlos Travassos
Diretor de Operações Offshore

Jorge Boeri
Diretor de Operações Onshore

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA

O Comitê de Auditoria Estatutário da Brava Energia S.A (“Brava Energia”), no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Comitê de Auditoria, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu a análise das demonstrações financeiras da Companhia, acompanhadas do relatório dos auditores independentes relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

Tendo em vista (i) as informações prestadas pela Administração da Companhia e (ii) as informações contidas na minuta do relatório dos auditores independentes, Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., contendo ressalva técnica por motivação específica, sem impactar a acurácia dos componentes das demonstrações financeiras, bem como as atividades desempenhadas e acompanhadas pelo Comitê durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, os membros do Comitê recomendaram a aprovação dessas demonstrações financeiras pelo Conselho de Administração da Companhia.

Rio de Janeiro, 10 de março de 2026.

MATEUS TESSLER ROCHA

Coordenador do Comitê de Auditoria e Presidente do Conselho de Administração

HARLEY LORENTZ SCADOELLI

Membro do Comitê de Auditoria

ANDRÉ MARCELO DA SILVA PRADO

Membro do Comitê de Auditoria

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Brava Energia S.A. ("Brava Energia" ou "Companhia"), no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu ao exame e análise do Relatório da Administração e das Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes, relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

Tendo em vista: (i) o Parecer dos Auditores Independentes (contendo ressalva técnica por motivação específica); (ii) as reuniões com os Auditores Independentes; (iii) o Relatório, que contém parecer favorável, do Comitê de Auditoria Estatutário; (iv) as análises de documentos e, substancialmente, as informações recebidas; e (v) as reuniões periódicas com os administradores; o Conselho Fiscal registra que não teve conhecimento de qualquer fato ou evidência que não esteja devidamente refletido nos referidos documentos.

Diante do exposto, os membros do Conselho Fiscal emitem a opinião de que o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Consolidadas da Brava Energia, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2025, estão em condições para serem apreciados pelos seus acionistas na próxima Assembleia Geral Ordinária.

Rio de Janeiro, 11 de março de 2026.

ROGÉRIO GONÇALVES MATTOS
Membro efetivo do Conselho Fiscal

ROGÉRIO TOSTES LIMA
Membro efetivo do Conselho Fiscal

ANDRÉ CARVALHO FOSTER VIDAL
Membro efetivo do Conselho Fiscal

Relatório do Comitê de Auditoria da Brava Energia S.A.

10 de março de 2026

INTRODUÇÃO

O Comitê de Auditoria da Brava Energia S.A. (“Companhia”) foi criado em 31 de agosto de 2020 e vem exercendo suas atividades atento às melhores práticas de governança corporativas e padrões de mercado a fim de aprimorar constantemente sua atuação.

De acordo com o que estabelece o seu Regimento Interno, revisado e aprovado pelo Conselho de Administração em 31 de julho de 2025, compete ao Comitê de Auditoria zelar pela qualidade e integridade das demonstrações contábeis da Companhia, pelo cumprimento das exigências legais e regulamentares, pela atuação, independência e qualidade dos trabalhos das empresas de auditoria externa e da auditoria interna e pela qualidade e efetividade dos sistemas de controles internos e de gestão de riscos da Companhia, fazendo recomendações à Administração quanto à aprovação dos relatórios financeiros e de eventuais ações visando melhorias dos controles internos e a redução de riscos.

Os membros do Comitê de Auditoria são:

Nome	Início Mandato	Término Mandato
Ricardo Fraga Lima	31/08/2023	28/01/2026
Rogério Paulo Calderón Peres	01/08/2024	02/05/2025
Harley Lorentz Scardoelli	31/08/2023	*
André Marcelo da Silva Prado	01/08/2024	*
Mateus Tessler Rocha	31/07/2025	*

*Mandato unificado até a primeira reunião do Conselho de Administração que ocorrer após a assembleia geral ordinária que examinar, discutir e votar a respeito das contas dos administradores e das demonstrações contábeis do exercício social findo em 31 de dezembro de 2025.

RESPONSABILIDADES

A responsabilidade pela elaboração das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), é da Administração da Companhia (“Administração”). Também é de sua responsabilidade o estabelecimento de procedimentos que assegurem a qualidade das informações e dos processos utilizados na preparação das demonstrações financeiras, o gerenciamento dos riscos das operações e a implantação e supervisão das atividades de controle interno e conformidade.

A auditoria independente, a cargo da **Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda.**, é responsável por examinar as demonstrações financeiras de acordo com as

normas brasileiras e internacionais de auditoria e emitir relatório de auditoria sobre a adequada apresentação dessas demonstrações financeiras.

As avaliações do Comitê baseiam-se nas informações recebidas da Administração, dos Auditores Externos Independentes, da Auditoria Interna e Controles Internos, da Gerência Executiva de Controladoria, da Gerência Geral de Governança, Riscos, Compliance e Sustentabilidade e nas suas próprias análises decorrentes de observação direta.

ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA

No ano de 2025 o Comitê de Auditoria realizou 8 (oito) reuniões ordinárias. Nesse período, o Comitê de Auditoria realizou reuniões periódicas com os Auditores Externos Independentes, com a área de Auditoria Interna e Controles Internos, com a Gerência Executiva de Controladoria, com a Gerência Geral de Governança, Riscos, Compliance e Sustentabilidade e com a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores para aprofundar e monitorar processos, controles internos, riscos, possíveis deficiências e eventuais planos de melhoria, bem como para emitir suas recomendações ao Conselho de Administração. Os principais assuntos analisados nessas reuniões estão a seguir resumidamente apresentados:

i) Auditoria interna - O Comitê tomou ciência dos trabalhos realizados em 2024, acompanhou a evolução dos trabalhos de auditoria executados em 2025 e os follow-ups dos pontos em aberto, bem como aprovou o Plano de Anual de 2026.

ii) Auditoria independente - O Comitê mantém canais regulares de comunicação com os auditores independentes, avaliou sua independência e a qualidade dos serviços prestados, bem como recebeu informações periódicas acerca dos trabalhos realizados e dos resultados alcançados. O Comitê tomou conhecimento do contrato de prestação de serviço dos auditores independentes e analisou e aprovou o plano e escopo de trabalho das revisões das informações financeiras trimestrais e da auditoria anual das demonstrações financeiras de 2025. Todos os trabalhos extra auditoria também foram avaliados e aprovados pelo Comitê antes de sua contratação.

iii) Riscos e controles internos – O Comitê acompanhou a evolução dos trabalhos de riscos e controles internos executados em 2025, bem como avaliou a nova estrutura das áreas de Riscos e Controles Internos da Brava Energia S.A.

iv) Compliance – O Comitê acompanhou as atividades do Programa de Integridade, incluindo as atualizações, indicadores e resultados em relação ao Programa, revisão de normativos e regras e processos de governança relacionados, cumprimento do Plano de Comunicação e Treinamento, análises de integridade de Terceiros e Doações e Patrocínios, Gestão de Riscos de Integridade e do processo de Gestão de Denúncias. O Comitê recebeu informações acerca do Canal Confidencial de Denúncias, e realizou o acompanhamento das ações, denúncias críticas e das estatísticas do canal de denúncias, assim como a efetividade das ações preventivas e disciplinares implementadas.

v) Finanças – O Comitê avaliou o planejamento financeiro da Brava Energia quanto a posição e estrutura de Hedge e debêntures da companhia.

vi) Controladoria – O Comitê avaliou e debateu junto a controladoria a avaliação e definição de práticas contábeis específicas e acompanhou a elaboração das demonstrações contábeis anuais e informações financeiras trimestrais (ITRs) da Companhia.

vii) Demais áreas – O Comitê também se reuniu com outras áreas da companhia, tais como Tecnologia da informação e SMS para entender as estratégias de governança da empresa e planos de ação para aprimoramento da gestão nestas áreas.

viii) Demonstrações Financeiras - O Comitê debateu com a Administração e com os auditores independentes as práticas contábeis relevantes utilizadas e as informações divulgadas, nas informações financeiras trimestrais e nas demonstrações financeiras anuais, bem como, tomou conhecimento do Relatório dos Auditores Independentes relativo à auditoria das demonstrações financeiras anuais, emitido nesta data previamente à sua divulgação.

Rio de Janeiro, 10 de março de 2026.

Mateus Tessler Rocha – Coordenador

Harley Lorentz Scardoelli

André Marcelo da Silva Prado